ATTI DI CONVEGNO

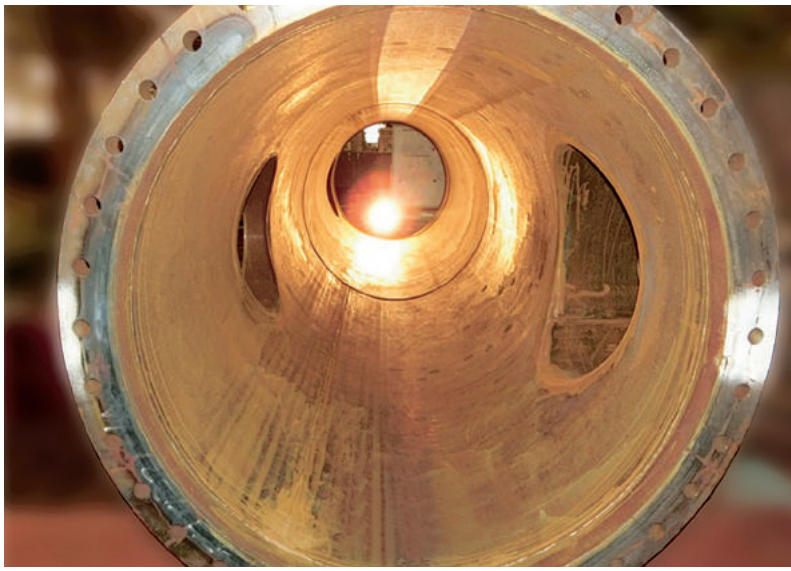
SAFAP 2016
SICUREZZA ED AFFIDABILITÀ DELLE ATTREZZATURE A PRESSIONE
La gestione del rischio dalla costruzione all'esercizio

INAIL

Milano - 15 e 16 novembre

2016









Pubblicazione realizzata da

INAIL
Dipartimento Innovazioni Tecnologiche e Sicurezza degli Impianti,
Prodotti ed Insediamenti Antropici (DIT)

A cura di
Francesca Ceruti
Daniela Gaetana Cogliani

per informazioni
INAIL - Dipartimento Innovazioni Tecnologiche
e Sicurezza degli Impianti, Prodotti ed Insediamenti Antropici
via Roberto Ferruzzi, 38/40 - 00143 Roma
dit@inail.it
www.inail.it

© 2016 INAIL
ISBN 978-88-7484-520-0

Gli autori hanno la piena responsabilità delle opinioni espresse nella pubblicazione, che non vanno intese come posizioni ufficiali dell'Inail.
Distribuita gratuitamente. Vietata la vendita e la riproduzione con qualsiasi mezzo.
È consentita solo la citazione con l'indicazione della fonte.

INDICE

Sessione Plenaria Tecnica

G. Tongiani, A. Pelleriti, E. Franchi, N. Bravi, A. Dalmonte, O. Borgia
Azienda – Istituzione è possibile collaborare? Un caso di successo nell'ambito delle attrezzature ed impianti in pressione……. *pag. 1*

M. Sacchi, F. Gola
UB Torre Nord: Ispezione caldaia gruppo 4 mediante drone e casco strumentato…….. *pag. 9*

G. A. Zuccarello, C. Mazzini
Il D.Lgs. 105/2015 e i rischi di incidenti tecnologici innescati da disastri naturali (Na-Tech): l'approccio metodologico dell'Emilia Romagna per la sicurezza delle Attrezzature a Pressione……... *pag. 17*

P. A. Bragatto, C. Delle Site, A. Faragnoli, M.F. Milazzo
Valutazione sintetica dell'adeguatezza del programma di gestione dell'invecchiamento delle attrezzature negli stabilimenti SEVESO…….. *pag. 31*

Sessione Progettazione e Costruzione 1

L. Comel, R. Grassetti
Rinforzi strutturali in fibra di carbonio e resina PRS per apparecchiature, tubazioni e valvole, in seguito a warning da CND senza alcuna interruzione di operatività……. *pag. 43*

A. Iacino, W. Hageraats
Tenuta degli accoppiamenti flangiati ed integrità…… *pag. 54*

F. Lidonnici
Il metodo semplificato per il calcolo a fatica secondo il capitolo 17 della norma en 13445.3.. *pag. 64*

L. Scano
Stress Intensification Factors di giunti a tee senza rinforzo fabbricati con curve saldate su tubi diritti in acciaio al carbonio…….. *pag. 77*

E. Becherini, S. Milani, A. Muratore, V. Nastasi
Esempio di progettazione delle attrezzature a pressione mediante la Direct Route proposta dalla EN 13445 parte 3…… *pag. 88*

L. Pellizzer
L'analisi dei rischi quale strumento progettazione delle attrezzature a pressione……. *pag. 99*

Sessione Integrità 1

E. Di Ponzio, V. Galasso, A. Mele, N. Altamura, A. Scialpi, F. Paiano
CASE HISTORY - Analisi di guasto per danneggiamento da H2S Umido K.O Drum V1604B…….. *pag. 105*

E. Latona, M. Corsini, L. Nobile
Utilizzo della metodologia R.B.I. (Risk Based Inspection) sul settore power – Case Study… *pag. 117*

A. Faragnoli, M. Pessina, A. Petrucco, C. Rapone
Asset management - ISO 55000 e il sistema di gestione della manutenzione (cmms)…… *pag. 127*

L. Ricciardi, A. Tonti
Curve di temperatura per negligible creep per gli acciai EN-10028-2/7…….. *pag. 134*

D. Sallustio, E. Mazzi
Piattaforma software per il monitoraggio continuo di componenti sottoposti a fatica oligociclica di un generatore di vapore a recupero all'interno di una centrale turbogas…….. *pag. 142*

O. Grisolia
Calcolo del tempo di rottura a scorrimento viscoso mediante "Master Curve": valutazioni sull'affidabilità della procedura automatica e impatto della normativa…… *pag. 152*

Sessione Analisi dei Rischi 1

D. Barbagallo, A. Cazzoli, D. Bellomi, M. Palacchino
Valutazione del comportamento dei circuiti di protezione da sovrapressione dei serbatoi criogenici in caso di sovra riempimento…… *pag. 162*

F. Di Rocco, F. Rossetti
Problematiche in occasione degli accertamenti nel settore GVR……. *pag. 169*

C. Piccolo, J. Pardi, G. Russo, D. Salzano, A. De Cristofaro
L'analisi dei rischi di incendio nella installazione dei serbatoi di GPL. Definizione di un programma di manutenzione in relazione alla stato di conservazione del recipiente……... *pag. 178*

P. Addonizio, G.M. Calabrese, G. Liloia
Gestione della sicurezza in un impianto a ciclo continuo costituito da cinque autoclavi funzionanti in parallelo utilizzate per la sterilizzazione di prodotti alimentari in contenitori di poliaccoppiato……... *pag. 187*

A. Barberio, P. Scardamaglia
HazLoc 2.0: l'evoluzione normativa nella classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione, criticità della nuova norma IEC/EN 60079-10-1……. *pag. 194*

R. Iovene, T. Guidi, G. Paiardini, R. Vasile
Realizzazione di un impianto criogenico come soluzione al problema di abbattimento sfiati in un'industria chimica……. *pag. 202*

Sessione Impianti Tecnologici

F. Di Tosto, D. Rinaldi, E. Ludovisi, E. Ferrari, C. Barbarossa
La nuova specifica tecnica sui cogeneratori – Revisione editoriale della Raccolta R comprensiva di note e chiarimenti emessi dal 2011……... *pag. 209*

M. Braga, G. Codemo, V. Galasso
La sicurezza idronica alla luce dell'evoluzione tecnologica degli impianti di riscaldamento ad acqua calda…….. *pag. 218*

M. Oss, E. Ferretti, D. Sanzi, A. Tani, F. Rocchi, P. Morucchio, R. Acerboni, A. De Palma, F. Boella
Non conformità rilevate nel corso degli accertamenti su impianti termici (D.M. 01/12/1975 – RACCOLTA R Ed. 2009)……. *pag. 225*

T. Scalici, G. Gurnari, N. Palumbo
La verifica dell'impianto di riscaldamento ad acqua calda ai fini della sicurezza delle persone…….. *pag. 230*

C. Piccolo, F. Viola, M.M. La Veglia, S. Mungiguerra
Rischio di incendio per le bombole di ossigeno in ambito ospedaliero. Un caso studio…….. *pag. 242*

Sessione Analisi dei Rischi 2

P. Castellano, G. Villani, G. Gorrino
Piano di Intervento Distacco Artificiale di Valanghe (P.I.D.A.V.): premesse per un approccio alla corretta standardizzazione di verifiche e manutenzioni delle attrezzature per il distacco di masse nevose mediante esplosione di miscele gassose a pressione…… *pag. 250*

F.P. Nigri, V. De Lisio
Affidabilità dei sistemi di sicurezza in impianti di processo…… *pag. 257*

M. Faiella, N. Pedicini, T. Pagliuso, G. Perone Pacifico, M. Rossi, S. Malvezzi, A. Cocchiaro
Verifica in opera di valvole di sicurezza dotate di attuatore pneumatico……. *pag. 269*

C. Piccolo, L. Adabbo, V. Vosa, C. Salemme, A. Modugno
Tirreno Power S.p.A. - Centrale Termoelettrica di Napoli Levante. Procedure operative per l'accesso negli spazi confinati: l'analisi dei fattori di rischio e le modalità di intervento…… *pag. 279*

N. Mordà, C. De Simone
Progettazione sismica delle componenti industriali con approccio Risk-Based……. *pag. 292*

G. de Gennaro, M. De Musso, A. De Sandre, D. Zamboni, G. Condolo, G. Lapenta
La visita interna delle attrezzature a pressione: valutazione dei rischi per la sicurezza degli operatori. Caso studio…….. *pag. 301*

Sessione Conformità

E. Artenio, P. A. Bragatto, A. Pirone, M.R. Vallerotonda
Gestione in sicurezza delle operazioni di travaso di fluidi infiammabili…….. *pag. 310*

G. Ceglia, A. Romanelli, A. Casillo, D. Mancuso, A. Sicignano, A. Vescovi, S. Valletta, M. Parsani, P. Cacciatore, G. Battista, O. Di Donato, G. Selvestrini
Visita interna di generatori di vapor d'acqua e acqua surriscaldata. Panorama normativo e problematiche rilevate nella modalità di effettuazione della verifica periodica di visita interna di cui all'All. VII del D.Lgs 9 aprile 2008, n. 81 e ss.mm.ii…… *pag. 321*

M. Del Gaudio, R. Luciano, G. Botte, S. Aiello
Attività di verifica ed omologazione in cantieri per la realizzazione di tunnel sotterranei. Il caso pratico di camera iperbarica nella Metropolitana di Napoli e nella Galleria Pavoncelli di Caposele (AV)…….. *pag. 331*

S. Anastasi, D.G. Cogliani, L. Monica
L'accertamento tecnico per la vigilanza del mercato delle attrezzature a pressione: possibili scenari…… *pag. 339*

C. Di Girolamo, M.R. Vallerotonda, D. Pegorari
Il quadro normativo e tecnico di riferimento inerente lo stoccaggio e il rifornimento di GNL negli impianti di distribuzione stradale…….. *pag. 349*

Sessione Progettazione e Costruzione 2

G. Battista, O. Di Donato, G. Selvestrini, A. Casillo, G. Ceglia, A. Romanelli, D. Mancuso, A. Sicignano, M. Parsani, A. Vescovi
I recipienti criogenici trasportabili di ossigeno liquefatto medicale. Novità normative, procedure di controlli e gestione…… *pag. 360*

A. Casillo, G. Ceglia, A. Romanelli, D. Mancuso, A. Sicignano, M. Parsani, A. Vescovi, P. Cacciatore, S. Valletta, G. Battista, O. Di Donato, G. Selvestrini
Rivalutazione delle incastellature non marcate "π"……. *pag. 369*

M. Giglio, A. Manes, M. De Mattia, A. Andolina
Metodi di progettazione avanzata per cisterne in pressione soggette ad impatti perforanti… *pag. 379*

M. Giacobbo
Insiemi soggetti a più direttive: best practice per una corretta marcatura CE…… *pag. 390*

E. Becherini, M. Lombardi, G. Rainone, D. Gando
La certificazione di prodotto di due grandi Termovalorizzatori in paesi esteri facenti parte dello spazio economico europeo…… *pag. 402*

A. Fortuni, F. Giacobbe
Implementazione di un sistema qualità integrato nell'ambito dell'operatività degli organismi notificati…….. *pag. 413*

Sessione Integrità 2

S. Porrazzo, S. Morrea, P. Cioffi, G. Gabetta, L. Sasanelli, R. Concetto, L. Pardo
Pipeline integrity management. Direct Assessment per la riqualifica di una condotta onshore multifase……. *pag. 423*

A. Alvino, A. Antonini, D. Lega, C. Mennuti
Criteri per la valutazione del danno in fornaci di reforning……. *pag. 434*

A. M. Rendola, A. Esposito, F. Ricci
Analisi sperimentale dell'invecchiamento di un serbatoio ad aria compressa…… *pag. 446*

R. Cozza
API RP 581: teorema di Bayes e indici di affidabilità…….. *pag. 455*

C. Sampietri, G. Sironi
Valutazione di integrità strutturale di componenti di impianti petrolchimici in presenza di difetti utilizzando metodologie FFS…… *pag. 469*

A. Tonti, C. De Petris, F. Panin, V. Toigo, S. Dal Bello, R. Piovan
Procedure di sicurezza per il Neutral Beam Test Facility…… *pag. 479*

Sessione Diagnostica 1

A. Alvino, A. Antonini, D. Lega, L. Ricciardi, A. Tonti
Studio dei meccanismi di evoluzione della microstruttura dell'acciaio grado 91…… *pag. 492*

C. Delle Site, E. Artenio, F. Giacobbe, A. Rinaldini
Valutazione degli effetti della resistività del terreno sul rateo di corrosione di tubazioni interrate…….. *pag. 503*

A. Rotondaro, T. Lomonaco, A. F. Cosentini
Dimensionamento del sistema di protezione catodica per un recipiente a pressione per stoccaggio Gpl di capacità pari a 1000 lt…….. *pag. 513*

G. Gabetta, N. Buongiorno, M. Battagliarin, M. Gennaro, P. Zonta
Esame della rottura di alcune viti di fissaggio zincate, per una migliore comprensione del meccanismo di infragilimento da idrogeno……... *pag. 523*

P. Agnello, S. Ansaldi, P. Bragatto
Applicabilità delle tecnologie "smart" per la gestione dell'integrità delle attrezzature negli impianti di processo……. *pag. 532*

F. Taurasi, E. Ferrari
Gestione delle attrezzature a pressione in acciaio smaltato nell'industria chimica……... *pag. 542*

Sessione Natech

N. Mordà, L. Capilongo
Analisi e valutazione degli effetti sismici in serbatoi sferici……... *pag. 552*

L. Merli, A. Sartori, G. Rossi
Procedura numerico – sperimentale per la verifica sismica di serbatoi criogenici…… *pag. 562*

V. Nastasi, G. Sferruzza, G. Argento, A. Muratore
Metodologia per l'analisi preliminare idonea ad individuare le unità critiche a seguito di eventi sismici che possono innescare un incidente rilevante alla luce del d.lgs. 105/2015…. *pag. 573*

R. Mercurio, A. Mercurio, A. Colaprico, R. Lionetti, G. Paglione, G. Vitale, A. Turi
Le aziende a rischio rilevante e gli eventi naturali "NATECH"…….. *pag. 586*

D. Barbagallo, L. Merli
Metodologia per la valutazione dell'impatto di eventi sismici sui serbatoi criogenici…… *pag. 597*

M. D. Piccioni, A. Fraddosio, A. M. Altieri, V. Annoscia, N. Conversa, N. Pecere
Lo studio di vulnerabilità sismica e metodi per il miglioramento e/o adeguamento sismico dei serbatoi sferici di GPL tipo Horton in Stabilimenti soggetti a Rischio di Incidente Rilevante…… *pag. 608*

Sessione Tecnologie di Sicurezza 1

S. Turrin, R. Grassetti
Protezione e ripristino anticorrosivo di scambiatori di calore e condensatori in centrali elettriche, raffinerie ed impianti petrolchimici…….. *pag. 616*

N. Terlizzi, M. Locarno, S. Quetti, F. Perini
Riutilizzo di una apparecchiatura in pressione dopo periodo di inattività…… *pag. 626*

E. Opromolla, M. Rossi, S. Malvezzi, A. Cocchiaro
Protezione con INCONEL 625 di surriscaldatori di vapore all'interno di un termovalorizzatore…… *pag. 638*

C. De Toro, I. Campitelli, R. Modestino, G. Pucillo, M. Di Gioia, M.M. La Veglia
Procedura di riparazione di una attrezzatura a pressione. Un caso pratico di un forno di sinterizzazione…….. *pag. 647*

G. Sferruzza, V. Nastasi, G. Argento, A. Muratore
Casi studio di interventi su tubazioni esistenti, modifiche non importanti (riparazioni) e modifiche importanti (nuova certificazione PED)…… *pag. 657*

D. Cionchi
Confronto fra progettazione classica con i codici di calcolo o formule DBF e quella mediante analisi con il metodo degli Elementi Finiti DBA, degli anelli fisso e dentato del sistema di apertura di una Autoclave vulcanizzazione gomma…… *pag. 665*

Sessione Diagnostica 2

F. Bertoncini, P. Lenzuni, C. Mennuti, G. Augugliaro, C. De Petris, M. Raugi
Monitoraggio di tubazioni mediante Onde Guidate magnetostrittive…… *pag. 675*

A. A. Scuderi, C. Blasi, P. Cioffi, G. Gabetta, A. Simonetti
Utilizzo di metodi NDT per la verifica dello stato di integrità di recipienti in pressione in impianti oil & gas…….. *pag. 684*

C. Mennuti, G. Augugliaro, C. De Petris, G. Cardarilli, L. Di Nunzio, R. Fazzolari
Tecniche per la localizzazione di danni strutturali per mezzo di AE: algoritmi e possibili soluzioni HW per WSN…… *pag. 692*

G. Vaccaro, G. Argento, D. Di Fonzo
In Line Inspection - Ispezione interna di condutture attraverso il metodo del pigging"……. *pag. 703*

D. Di Fonzo, G. Vaccaro, G. Gorrino, E. Pichini Maini, G. Augugliaro
Criticità durante la fase di ispezione periodica su attrezzature a pressione in Materiale Composito CFRP (Carbon Fiber Reiforced Polymer)…… *pag. 709*

C. De Toro, G. Aversa, G. Crispino, C. Santomartino, G.M. Calabrese
Controllo delle saldature con il metodo ad ultrasuoni con tecnica phased array (PAUT) in alternativa alla tecnica radiografica: dimostrazione su nr. 2 blocchi campione saldati……..... *pag. 719*

Sessione Seveso

N. Altamura, M.G. De Santis, M. Perrone
Dispositivi ausiliari: incidenza negli impianti a rischio di incidenti rilevanti…….. *pag. 725*

L. C. Santillo, P. Addonizio, M. Di Nardo, M. Madonna
Rischio ad incidente rilevante mediante un approccio sistemico: l'incidente di Bhopal…… *pag. 741*

R. Iovene, G. Alocci, A. Ursini, M. Castagna, J. M. Disdier
Il rafforzamento del ruolo del Comitato Tecnico Regionale operato dal D.Lgs. 105/2015 ed il contributo di competenze delle Unità Operative Territoriali dell'INAIL: l'esperienza nei laboratori sotterranei del Gran Sasso, con particolare riferimento alla soluzione progettuale individuata per garantire lo stoccaggio di Xenon in ognuna delle tre fasi: solida, liquida o gassosa…….. *pag. 748*

R. Lauri, M. Ciucci, C. Delle Site
Impianti "Seveso": approccio metodologico finalizzato alla determinazione delle aree di danno derivanti dal rilascio di sostanze tossiche…… *pag. 756*

A. Nebbioso, C. Simeoni, P. Iacono, G. Saputi
Caratterizzazione statistica del "Settore Seveso"…… *pag. 767*

A. Andolina, M. Russo, M. De Mattia, A. Delle Monache
Determinazione dei fattori gestionali con rischio predominante per la redazione di un Sistema di Gestione della Sicurezza efficace…….. *pag. 778*

Sessione Tecnologie di Sicurezza 2

F. Giacobbe
La nuova Direttiva PED 2014/68/UE. Interazioni tra requisiti essenziali di sicurezza e sistema qualità…….. *pag. 789*

R. Balistreri, G. Sferruzza
Industrie a rischio di incidente rilevante: Confronto sulle discipline in vigore in alcuni stati aderenti alla UE in merito alle verifiche delle attrezzature a pressione……... *pag. 797*

R. Acerboni, F. Boella, A. De Palma, P. Morucchio, J. Longo, F. Rocchi, M. Oss, A. Tani, D. Sanzi
Insieme o attrezzature separate per una scelta consapevole…….. *pag. 810*

N. Altamura, G. De Gennaro, A. De Sandre, M.S. F. De Musso, A. Mele
EN 13445.3: capp. 17 e 18 utilizzo della norma tecnica per il calcolo a fatica. Esempio di confronto su una cella di tempra…… *pag. 821*

P. Addonizio, L. Bianchi, I. Ferrara, M. Madonna, I. Mazzarelli
Aziende a rischio di incidente rilevante: stato dell'arte dei sistemi di gestione della sicurezza…… *pag. 838*

V. Notari, A. Montanari
Anomalie delle attrezzature in pressione……. *pag. 845*

La riproduzione delle figure della UNI EN 12953-3:2005 è stata autorizzata da UNI Ente Nazionale Italiano di Unificazione. L'unica versione che fa fede è quella originale reperibile in versione integrale presso UNI, Via Sannio 2 - 20137 Milano, tel.0270024200, fax 025515256, e-mail diffusione@uni.com, sito internet www.uni.com

Azienda – Istituzione è possibile collaborare? Un caso di successo nell'ambito delle attrezzature ed impianti in pressione

G. Tongiani*, A. Pelleriti*, E. Franchi**, N. Bravi**, A. Dalmonte**, O. Borgia***

*General Electric - Nuovo Pignone S.p.A.
**Inail - UOT di Lucca
***SAIPEX s.r.l.

Sommario

Questo articolo ha lo scopo di presentare un progetto, nato nel 2014 e tutt'ora in corso, che si è posto l'obiettivo di garantire una totale *business continuity* aziendale e livelli di efficienza sempre maggiori delle attività legate alle attrezzature e agli impianti a pressione presenti nei siti produttivi GE Oil & Gas di Firenze, Massa ed Avenza.
Ci concentreremo, particolarmente, sull'esperienza legate ai due siti presenti nella provincia di Massa-Carrara, dove, in virtù dello specifico processo produttivo, caratterizzato da continue installazioni di impianti di prova in configurazioni diverse, la gestione di tali attrezzature risulta più gravosa e con maggiori impatti sulla *business continuity* in un mercato dove il rispetto dei tempi di consegna determina il successo dell'organizzazione.

Il progetto ha visto la nascita e lo sviluppo di un'importante collaborazione tra General Electric e l'Unità Operativa Territoriale INAIL di Lucca.
Pianificazione, procedure operative, condivisione dei dati, tempestività nelle comunicazioni, trasparenza, disponibilità ed un processo continuo di revisione dei risultati raggiunti hanno permesso in 18 mesi di raggiungere l'obiettivo del progetto in perfetta sinergia con il processo produttivo.
Il tutto è stato supportato da un clima di lavoro molto collaborativo con evidente soddisfazione professionale di tutti gli attori nel progetto.

Il case history che presenteremo vuole essere una testimonianza significativa e di successo di come l'Istituzione pubblica possa essere a pieno supporto della produttività di una azienda privata e di come sia importante da parte delle aziende stesse essere aperte a riconoscere nelle Istituzioni un partner in grado di arricchirle e con cui raggiungere obiettivi comuni.

1. Introduzione al progetto

Le attrezzature in pressione rappresentano un'importante fonte di rischio all'interno di uno stabilimento produttivo. La gestione del rischio di tali apparecchiature richiede competenze specifiche da parte degli operatori, un robusto e ben strutturato sistema informativo e di gestione della comunicazione ed una visione dell'intero ciclo di vita dell'asset in oggetto.
Esistono numerosi settori industriali dove le attrezzature in pressione sono utilizzate in maniera intensiva e diffusa, rappresentando quindi un vero e proprio asset industriale strategico. Sul territorio nazionale esistono molte aziende operanti in diversi settori merceologici al cui interno sono presenti centinaia di attrezzature in pressione di un

grande valore economico, spesso trascurato, ma soprattutto con una incidenza sulla cosiddetta *business continuity* aziendale determinante.

Lo status di *asset* strategico dovrebbe essere riconosciuto alle attrezzature in pressione anche in virtù del numero e delle diverse tipologie di attori coinvolti nel loro ciclo di vita dovuti agli obblighi normativi legati alla sicurezza ai quali sono sottoposti.

Questi attori sono operatori, tecnici, funzionari, ecc. facenti parte di organizzazioni diverse (INAIL, ASL, ecc) e prendono parte al ciclo di vita di tale tipologia di attrezzature di lavoro in diverse fasi e momenti, in alcuni casi interagendo e/o influenzando gli altri soggetti che hanno a che fare con l'asset stesso. Si utilizzano e si generano dati ed informazioni, si prendono decisioni operative/tecniche, si mettono in campo azioni, professionalità, analisi, ecc.
Siamo di fronte, quindi, ad una vera e propria rete caratterizzata da flussi informativi, decisioni condivise, azioni con conseguenze operative, tattiche e strategiche che rendono gli impianti e le attrezzature in pressione dei veri e propri *asset* industriali che richiedono un sistema di gestione in accordo a tale visione.

2. General Electric Oil & Gas

Nei suoi stabilimenti produttivi in Toscana (Firenze, Massa e Avenza), General Electric progetta, produce, assembla e collauda turbomacchine e compressori per utilizzo principalmente nell'ambito dell'oil & gas.

Sebbene GE Oil & Gas faccia parte del settore metalmeccanico, per alcune sue specificità legate in particolare alla fase del testing dei propri prodotti, è un utilizzatore intensivo di attrezzature ed impianti a pressione con prestazioni particolarmente importanti in termini di pressioni e portate.
Allo stato attuale le attrezzature in pressione presenti negli stabilimenti toscani di General Electric sono circa 500, una numerosità significativa ed assolutamente ai vertici come quantità per un'azienda non facente parte del settore petrolchimico.

Queste attrezzature, oltre a rappresentare una fonte di rischio per la sicurezza, sono delle attrezzature di lavoro chiave per garantire la continuità e l'efficienza del processo produttivo e la loro pronta disponibilità operativa in condizioni di completa ottemperanza alle normative è un elemento vitale della business continuity aziendale.

2.1 Il contesto operativo

GE Oil & Gas, tramite la sua azienda italiana Nuovo Pignone, acquisita più di venti anni fa, è un leader mondiale nella produzione di compressori per applicazioni oi, & gas e petrolchimiche. All'interno del processo produttivo dei compressori, uno dei numerosi vantaggi competitivi è l'efficacia e l'efficienza della fase di collaudo delle macchine.
In particolare, ove il fabbricante lo ritenga necessario ed opportuno o lo richieda il cliente, General Electric svolge un *Performance Test* delle macchine in assetto di esercizio, detto anche *String Test*, andando a sfruttare il concetto di similitudine termodinamica.
In sintesi si riproducono le condizioni di esercizio della macchina andando ad allestire un circuito di prova all'interno del quale viene posizionato il compressore.
Tramite un circuito principale, denominato *Gas Loop*, caratterizzato dalla presenza di scambiatori, filtri e valvole di regolazione e numerosi circuiti ausiliari di servizio, si è in

grado di riprodurre le condizioni di esercizio in aspirazione ed in mandata del compressore al fine di verificarne le performance.



Figura 1. Alcune immagini di allestimento per uno *String Test*

Le attività appena descritte sono svolte all'interno delle aree di sala prova degli stabilimenti di Firenze e Massa su delle vere e proprie aree di prova. Tali aree sono sostanzialmente delle platee in calcestruzzo fornite di binari ed attrezzate con le utenze di servizio (potenza elettrica, acqua, aria, azoto, metano, ecc.) in grado di accogliere l'allestimento del circuito.

La principale particolarità di questi test di collaudo è il *lead time* estremamente ristretto sopratutto se confrontato con le dimensioni e le *capability* dei circuiti allestiti. Una volta che la prova è stata "progettata" da un punto di vista ingegneristico, in 2/3 mesi viene allestito il circuito di prova, il compressore viene piazzatoe si è pronti ad eseguire il test. La durata del test è di 5/10 giorni lavorativi in funzione delle macchine e dei test specifici da eseguire, suddivisi in prove interne e prove ufficiali. Al termine delle prove, la macchina viene smontata ed inviata al sito di installazione presso il cliente.I circuiti vengono dissassemblati per ripristinare le condizioni iniziali della platea.

Inoltre le prove eseguite da GE Oil & Gas sono caratterizzate da fattori quali:

- Le dimensioni degli allestimenti che vedono coinvolti diverse tipologie di fluidi (pericolosi e no) su tubazioni che possono arrivare anche DN1200 per volumi che spesso possono raggiungere il centinaio di metri cubi, il tutto per estensioni anche di 5000 mq con sviluppo in altezza fino a 15-20 metri;
- Allestimenti di prova caratterizzati da circuiti ed impianti studiati appositamente per la singola prova al fine di conseguire il miglior risultato: cui massima flessibilità quindi per le attrezzature coinvolte e bassissimo grado di standardizzazione per la struttura dei circuiti;
- Tempi certi per la consegna delle macchine e presenza del cliente (per lo più i più grandi operatori mondiali del settore del petrolio e del gas) nella fase "ufficiale" del test. Necessità quindi di avere certezza sulla data, ma soprattutto sulla riuscita della prova, in quanto presenziata da rappresentanze esterne, provenienti dall'estero e molto spesso da località remote.

Quelli appena elencati rappresentano un mix di requisiti tecnici ed organizzativi estremamente competitivi che rendono molto sfidante l'inserimento di qualsiasi attività all'interno del processo con particolare riferimento allo svolgimento in sicurezza di tutte le attività lavorative.

2.2 Obiettivi specifici del progetto

Obiettivo del progetto, nato su input della Direzione GE Oil & Gas di Massa di fronte ad un'industria in continua evoluzione, è lo svolgimento dei test nei tempi sempre più stringenti e nelle modalità richiesti dal cliente, con l'ovvio mantenimento della piena compliance legislativa del sito produttivo, l'esercizio in sicurezza dei circuiti allestiti per lo svolgimento dei test e il tutto nel rispetto delle esigenze di produzione descritte al paragrafo precedente.
Lo svolgimento delle verifiche deve avvenire in ottemperanza al D.M. n°329/04, in quanto il maggior rischio presentato da questa tipologia di impianto è legato alla presenza di fluidi in pressione.
Questo si è tradotto, dopo un'attenta analisi delle normative applicabili, nel considerare i circuiti a tutti gli effetti come delle nuove installazioni per cui le attrezzature in pressione facenti parte degli impianti sono da sottoporsi per ciascun allestimento alla verifica di messa in servizio secondo quanto indicato agli artt. 4 e 6 del D.M. n°329/04.

3. Approccio sviluppato

I requisiti di tempo e complessità delle installazioni hanno richiesto lo sviluppo di un approccio, per certi versi innovativo, ma che invece per altri non si è discostato molto dal normale processo di verifica così come previsto dalla normativa vigente.
Gli aspetti innovativi sono sicuramente da individuarsi nelle fasi preliminari ed esterne al vero e proprio iter della verifica prevista per legge.
In particolare, il momento chiave dell'intero rapporto pubblico-privato è stata la condivisione degli obiettivi che ha visto coinvolti in prima persona il Management di stabilimento, il Responsabile della manutenzione ed il Responsabile della sicurezza per Nuovo Pignone ed il Direttore dell'UOT per quanto riguarda l'istituzione INAIL, oltre a tutti i tecnici coinvolti nelle fasi operative.
Un significativo incontro di kick off dell'attività ed alcune riunioni periodiche hanno tracciato la strada per lo sviluppo di una collaborazione strutturata nel rispetto dei ruoli e delle prerogative di ciascun attore coinvolto nel processo.
Gli elementi distintivi di questo progetto che possono essere individuati come vincenti sono:

- Un lavoro di squadra orientato agli obiettivi comuni: esercire l'impianto in condizioni di sicurezza nei modi e nei tempi previsti dalla necessità di produzione;
- Un team di lavoro ben definito con l'individuazione di ruoli e responsabilità;
- Un processo di comunicazione tra i diversi attori molto intenso che ha visto l'utilizzo di tutti i mezzi a disposizione: posta certificata, posta ordinaria, dispositivi mobili, ecc.
- Un calendario condiviso con l'individuazione delle diverse fasi delle attività di verifica e delle relative scadenze;
- La disponibilità personale di ciascun attore coinvolto nel processo, evidenziando come le caratteristihe personali sia fattori che spesso fanno la differenza per il raggiungimento degli obiettivi;

- Un clima collaborativo, ove grazie alla fiducia e all'apprezzamento reciproco, si sono viste concretizzarsi opportunità di arricchimento tecnico e crescita professionale oltre che umana.

Quanto appena descritto ha dato vita ad un processo, le cui fasi principali, sono state sintetizzate in Figura 1, dove è riportata la *timeline* dell'attività concretizzatesi finora con i relativi *range* temporali. Importante mettere in evidenza come in alcuni casi, a causa di particolari concomitanze tecniche e per ragioni di produzione, il team di lavoro è riuscito a traguardare l'obiettivo in 10 giorni lavorativi dalla configurazione definitiva del circuito. In soli 5 giorni dall'invio all'UOT della richiesta di messa in servizio si è riusciti inoltre a raggiungere l'emissione dei verbali di verifica nel pieno rispetto dell'intero iter burocratico previsto dalla legge.

La Figura 2 vuole mettere in evidenza come lo svolgimento delle verifiche di messa in servizio possa avvenire in una finestra temporale di circa 3 giorni, all'interno dei quali i tecnici INAIL devono essere in grado di dare la propria disponibilità per non incidere sui tempi legati alla produzione aziendale. Inoltre tale finestra temporale è spesso soggetta a slittamenti dovuti prettamente ad esigenze tecniche dell'utilizzatore che, realizzando circuiti complessi, spesso si trova a fronteggiare imprevisti dovuti all'unicità dell'applicazione.
Queste esigenze impongono quindi una programmazione molto dettagliata delle attività di verifica e una importante flessibilità degli attori coinvolti.

La quantità delle attrezzature in pressione, i tempi e la complessità tecnica hanno richiesto la creazione di un team di lavoro composto dalle seguenti figure professionali:

- UOT INAIL Lucca:
  - Responsabile amministrativo apparecchi a pressione;
  - N°2 Tecnici di riferimento per attrezzature/tubazioni in pressione;
  - N°1 Tecnico come figura di back up con elevata flessibilità.
- UOT INAIL Firenze:
  - Responsabile amministrativo apparecchi a pressione;
  - N°1 Tecnico di riferimento per attrezzature/tubazioni in pressione.
- GE Oil & Gas:
  - N°2 responsabili manutenzione meccanica sala prove di Massa e Firenze;
  - N°1 coordinatore per le attività di manutenzione;
  - N°2 tecnici specializzati nell'esercizio degli apparecchi in pressione (fornitore esterno).

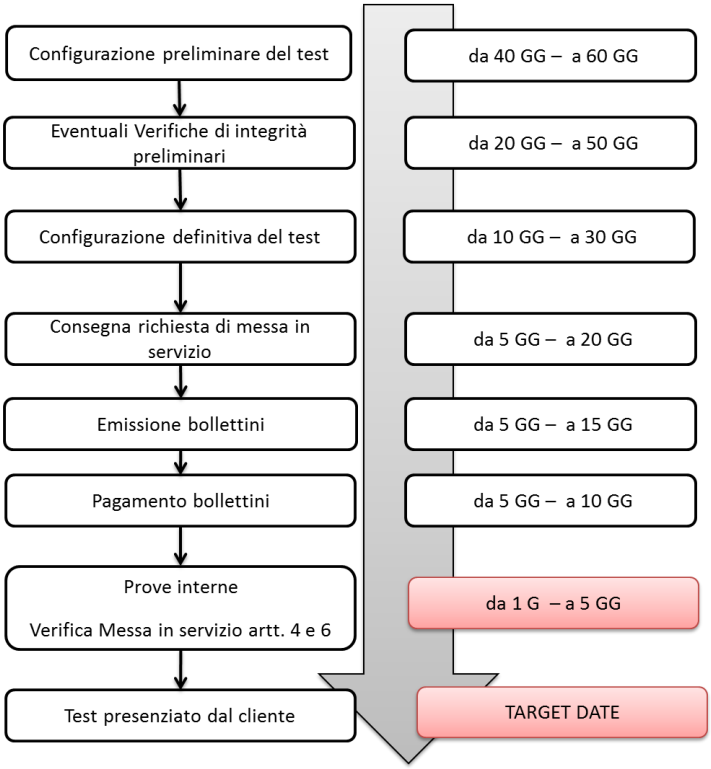


Figura 2. La *timeline* del processo

4. Risultati ottenuti

Al fine di valorizzare correttamente l'approccio appena descritto, nel presente paragrafo daremo una sintesi dei risultati che sono stati raggiunti.
Per ragioni di brevità faremo riferimento alle attività svolte presso lo stabilimento di Massa, potendo estendere le medesime considerazioni a quanto avviene nella sala prove di Firenze.
A titolo puramente esemplificativo considereremo un arco di tempo di 12 mesi partendo da luglio 2015 fino a luglio 2016. In questo periodo temporale, la sala prove dello stabilimento di Massa ha eseguito 7 prove denominate *String,* le cui caratteristiche principali in termini di pressione, temperature ed attrezzature utilizzate sono state riassunte nella Tabella 1.

ID String	Prodotto in Test	PS max (barg)	TS max (°C)	Volume medio (l)	Fluido	# Attrezzature in pressione	# Verifiche di integrità
ID 1	N°3 COCE	26 23,5 64	195	6760	Gas inerte	6	2
ID 2	N°1 COCE	76	173	520	Gas combustibile	5	3
ID 3	N°1 COCE	83	170	2500	Gas inerte e combustibile	5	1
ID 4	N°2 COCE	24 40	185	4200	Gas inerte	8	1

ID String	Prodotto in Test	PS max (barg)	TS max (°C)	Volume medio (l)	Fluido	# Attrezzature in pressione	# Verifiche di integrità
ID 5	N°1 COCE	440 240	120 150	560	Gas combustibile	11	1
ID 6	N°2 COCE	18 43	180	4200	Gas inerte	8	0
ID 7	N°2 COCE	18	180	6700	Gas inerte	5	0

Tabella 1. Principali dati delle prove di string

Utilizzando, quindi, l'approccio descritto al paragrafo precedente sono stati messi in servizio 7 circuiti/installazioni, una per ciascuna prova, caratterizzate complessivamente da 48 attrezzature in pressione, con una media di 6,8 attrezzature per ciascuna prova.
Le condizioni di esercizio hanno visto sfruttare buona parte delle capacità del sito di Massa prevedendo un range di pressioni da 440 barg a 18 barg con temperature che non hanno mai superato i +200°C.
Per quanto concerne i fluidi di esercizio, i circuiti sono stati allestiti sia per l'utilizzo di gas inerti come R134a, azoto ed anidride carbonica, sia per gas combustibili come il metano.
Inoltre il volume delle attrezzature impegnate su tali circuiti è stato pari a 3400 litri.

Quindi per ciascuna delle 48 attrezzature installate è stata eseguita una verifica di messa in servizio ai sensi degli artt. 4 e 6 del D.M n°329/04, a cui si è aggiunto in alcuni casi lo svolgimento della verifica di integrità ai soli fini della messa in servizio, per un totale di n°56 verifiche svolte con l'emissione di altrettanti verbali.
Questo numero, che, preso in valore assoluto su base annuale, è già di per sè significativo va letto all'interno di un processo di gestione complessivo di verifica di circa 3/4 settimane per ciascuna prova.
Inoltre, per valutare correttamente l'impegno profuso, è necessario contestualizzare lo svolgimento di queste prove all'interno di uno stabilimento industriale che svolge anche altre attività che coinvolgono complessivamente tra i siti di Massa ed Avenza 268 attrezzature in pressione. Tali attrezzature, nell'arco temperale preso in considerazione, hanno visto lo svolgimento di n°132 verifiche, relative al raggruppamento GVR, in accordo all'art 71 del D.Lgs 81/08.

5. Conclusioni, opportunità e sviluppi futuri

Quello appena presentato è una testimonianza concreta di come il Sistema Italia, facendo squadra e nell'interesse comune, possa funzionare.
General Electric, un'azienda leader nel proprio settore, che da tempo fa della dinamicità e dell'innovazione le sue caratteristiche distintive, ha trovato nell'istituzione pubblica il partner giusto per perseguire i propri obiettivi in termini di sicurezza e business continuity.
Un'istituzione pubblica, che anch'essa negli ultimi anni ha avuto delle significative evoluzioni, si è messa al servizio del privato con spirito collaborativo e capacità di risoluzione delle criticità.
Pubblico e privato che si confrontano senza pregiudizi, riuscendo a stabilire una partnership duratura e di sucesso.

Questo progetto rappresenta anche un ottimo punto di partenza per ulteriori opportunità e possibili sviluppi.

Le numerose attività in corso ed il rapporto di fiducia reciproca tra GE e ente pubblico stanno dando il via ad alcuni progetti sperimentali che hanno l'obiettivo comune di migliorare sempre di più le condizioni di sicurezza in cui vengono eserciti gli impianti e contemporaneamente di efficientare le attività di verifica. In particolare:

- per alcune attrezzature in pressione dedicate allo stoccaggio dei fluidi utilizzati nei circuiti di prova, è stato adottato il metodo delle emissioni acustiche in deroga all'ispezione visiva interna ed alla prova idraulica, per lo svolgimento della verifica di integrità;
- si stanno svolgendo attività sperimentali per l'utilizzo di droni, come mezzo di ispezione visiva remota, nell'ambito delle verifiche di messa in servizio di attrezzature in pressione installate ad altezze significative.

6. Bibliografia

[1] D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 (Testo coordinato con il D.Lgs. 3 agosto 2009, n. 106) – Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro: Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123 in materia di tutel della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

[2] D.M. 1 Dicembre 2004, n. 329 - Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93.

[3] D.M. 11 aprile 2011 - Disciplina delle modalita' di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all'All. VII del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, nonché i criteri per l'abilitazione dei soggetti di cui all'articolo 71, comma 13, del medesimo decreto legislativo.

[4] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 – In attuazione dell Direttiva Europea 97/23/Ce in materia di attrezzature in pressione.

[5] Linee guida ISPESL: L'esame visivo sulle attrezzature in pressione ai fini delle verifiche in costruzione ed esercizio. Edizione 2006.

[6] INAIL: Esame visivo e spessimetria - Procedura sperimentale di verifica delle attrezzature a pressione. Disegno di linee guida e strumenti operativi. Edizione 2012.

UB Torrenord: Ispezione Caldaia Gruppo 4 Mediante Drone e Casco Strumentato

M. Sacchi*, F. Gola*

*ENEL

1. Premessa

Il presente documento ha lo scopo di descrivere i risultati ottenuti dall'ispezione eseguita all'interno della Caldaia del Gruppo 4 di Torrenord mediante l'utilizzo di uno dei Droni dotati di fotocamera ad alta risoluzione e con l'ausilio di una squadra di Rocciatori dotati di Casco Strumentato.
L'ispezione è avvenuta alla presenza degli ispettori ARPA Lazio che, a valle della valutazione delle immagini ottenute, riconoscendo l'elevata qualità dell'indagine, hanno ritenuto, per il caso in specie, necessario la realizzazione del ponteggio previsto all'interno della caldaia necessario per l'ispezione tradizionale.

2. Sommario

Al fine di contestualizzare meglio quanto riportato nel documento la presente Nota Tecnica è stata strutturata secondo il seguente schema:

- Descrizione della caldaia di Torrenord oggetto dell'ispezione
- Risultati ottenuti con il Drone ed attraverso l'ausilio dei Rocciatori dotati di Casco Strumentato
- Conclusioni e Prossime azioni

3. Descrizione caldaia

La caldaia oggetto dell'ispezione, eseguita nel primo quadrimestre del 2016, è di tipo Benson ultrasupercritico a circolazione forzata e singolo passaggio. Tale caldaia è progettata per la combustione sia di carbone bituminoso che di metano ed è in grado di produrre una portata di vapore a servizio nominale continuo con le seguenti caratteristiche:

Portata e caratteristiche del fluido all'uscita del surriscaldatore finale:

Portata:	1918	[t/h]
Pressione:	252,7	[bar]
Temperatura:	604	[°C]

Portata e caratteristiche del fluido all'uscita del risurriscaldatore:

Portata:	1592,3	[t/h]
Pressione:	57,8	[bar]
Temperatura;	612	[°C]

In Figura 1 è visibile la sezione della Caldaia in oggetto, di seguito è riportata una breve descrizione dei principali componenti che la compongono:

La tramoggia e la parte inferiore della Camera di Combustione sono state progettate e realizzate utilizzando tubi a spirale rigati internamente;

La parte superiore è composta da pareti a tubi verticali;

Il secondo canale (giro fumi) è diviso in due:

I banchi del Risurriscaldatore-1 e dell'Economizzatore-1A che risultano posizionati nella parte anteriore;

Il Surriscaldatore-1 che risulta posizionato sul retro. In tale zona si trovano anche i banchi dell'Economizzatore-2 e dell'Economizzatore-1B.

A completezza viene altresì riportata una breve descrizione del ciclo del fluido all'interno della caldaia passando attraverso i componenti precedentemente descritti. Il fluido, in uscita dalle pareti a spirale, viene miscelato nei barilotti prima di essere distribuito alle restanti parti del circuito evaporante. Dall'uscita dell'evaporatore, il fluido viene convogliato in un apposito clarinetto e da qui distribuito ai due separatori verticali che hanno il compito di garantire che non vi siano trascinamenti di acqua verso i surriscaldatori.

Il surriscaldamento del fluido avviene attraverso una prima superficie di surriscaldamento detta SH0 che risulta essere il cielo della caldaia. A valle dell'SH0 il fluido viene incanalato all'interno delle pareti del secondo canale convettivo.

Dai collettori uscita canale convettivo il vapore viene convogliato verso il banco serpentini del Surriscaldatore primario. Dal collettore di uscita del Surriscaldatore primario, il vapore passa al Surriscaldatore Secondario e quindi al Surriscaldatore Finale. Nelle tubazioni di collegamento tra i tre Surriscaldatori sono installati due stadi di attemperamento con acqua nebulizzata spillata dall'uscita dell'Economizzatore. A valle del surriscaldatore terziario il vapore viene convogliato in turbina.

All'uscita del corpo di alta pressione della turbina il vapore rientra in caldaia e attraversa il Risurriscaldatore primario. Dopo essere passato attraverso l'attemperatore, circuito che viene utilizzato solo per emergenza, il vapore è convogliato verso il Risurriscaldatore Finale. La temperatura del Risurriscaldatore è regolata dalle serrande di ripartizione posizionate al di sotto dei serpentini dell'Economizzatore.

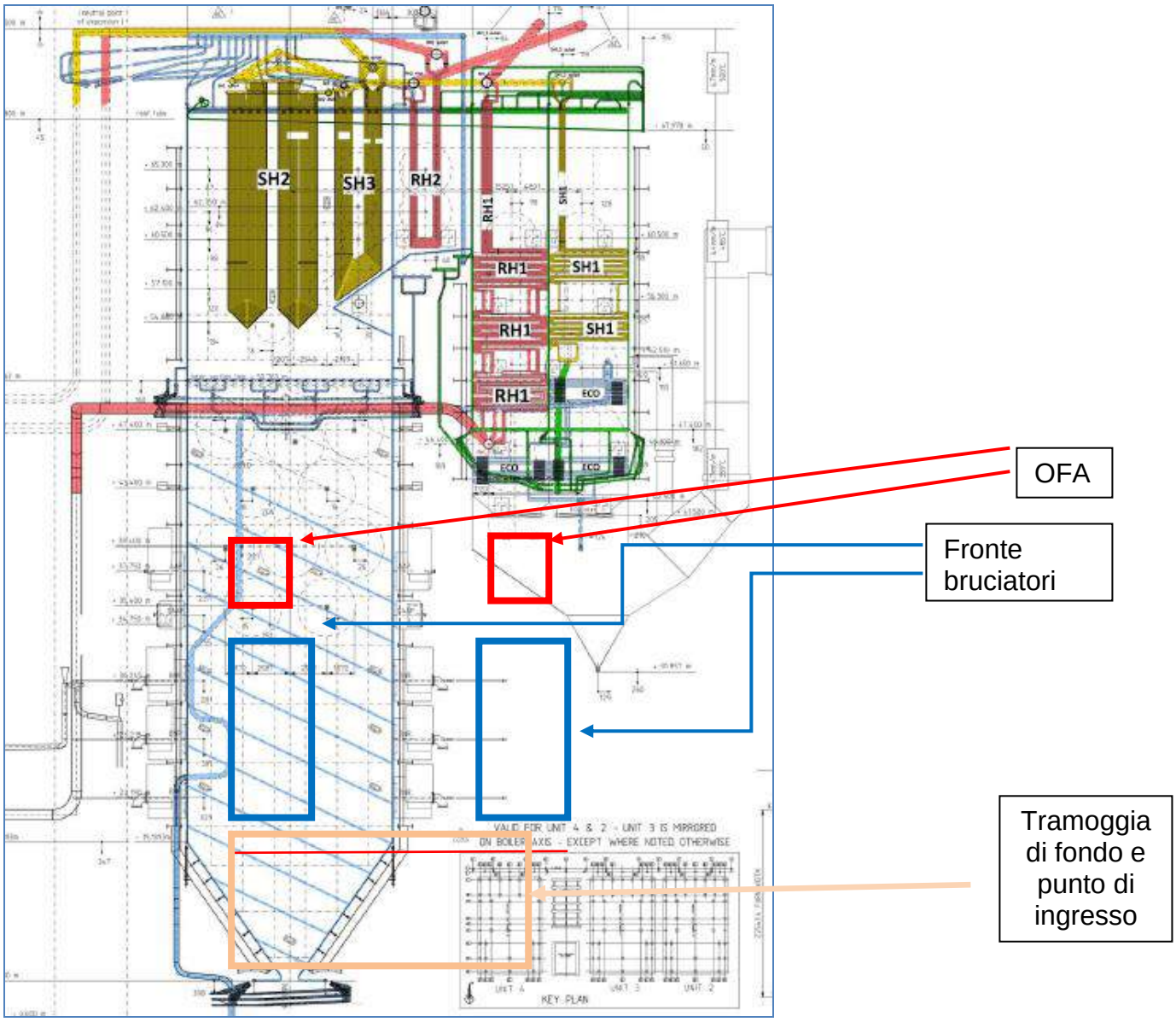


Figura 1. Sezione laterale caldaia Torre Nord

4. Normativa di riferimento

In relazione agli obblighi normativi imposti dal D.Lgs 93/2000, dal D.M. 329/04, art. 10, comma 3, dal D.M 11/4/2011 e dall'allegato VII del D.Lgs 81/08 per gli apparecchi in pressione, periodicamente deve essere effettuata la visita interna della caldaia, compresa la camera di combustione.
Di norma le verifiche consistono in un esame visivo così definito dalla ***linea guida ISPESL verifiche Su attrezzature in pressione ovvero*** Ispezione mirata all'accertamento dello stato di conservazione dell'attrezzatura, componente o elemento, in relazione alla stabilità per le condizioni di esercizio. Le verifiche possono essere effettuate direttamente dall'ente ispettivo verificando personalmente lo stato di conservazione, con la possibilità di effettuare la verifica anche da remoto laddove non sia possibile l'acceso all'ente ispettivo

5. Ispezione mediante Drone

Pertanto in relazione agli obblighi normativi imposti dalla normativa vigente per gli apparecchi in pressione si è reso necessario effettuare, durante la fermata della sezione 4 dell'impianto di Torrevaldaliga Nord, la visita interna della camera di combustione, visto l'approssimarsi della scadenza della verifica.
Dato che da programma non erano previste attività di manutenzione all'interno della camera di combustione, sono state realizzate delle opere provvisionali (ponteggio sopra la tramoggia di fondo) per consentire all'ispettore l'effettuazione della verifica visiva interna.
Enel ha proposto ad Arpa Lazio una integrazione della visita interna tramite mezzi visivi alternativi (drone e safety helmet) di proprietà Enel.
Tali sistemi consentono mediante l'utilizzo di filmati e foto, inviate ad una stazione esterna di ricezione, di poter effettuare riprese video sui fasci tubieri all'interno della camera di combustione.

Nelle immagini riportate nelle Figure 2a – 2c è visibile la strumentazione utilizzata ovvero:

- Sistema di controllo Drone e Casco Strumentato (Figura 2a)
- Operatore dotato di Casco Strumentato (Figura 2b)
- Drone dotato di fotocamera ad alta risoluzione (Figura 2c)



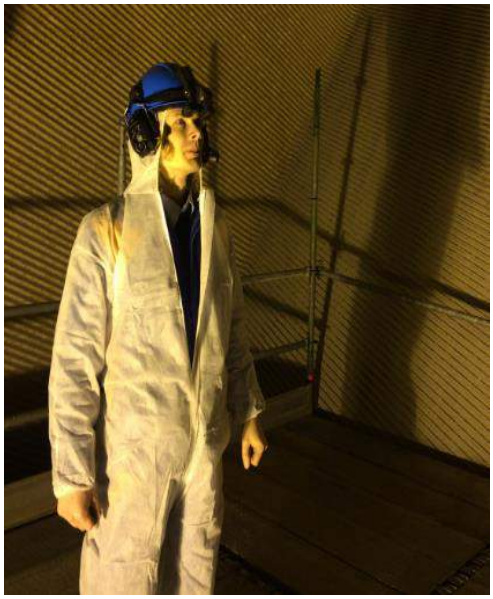




Figure 2a – 2c. Attrezzatura utilizzata durante l'ispezione

Di norma durante il normale funzionamento del generatore di vapore si creano delle incrostazioni sulle serpentine SH2- SH3 e sui fronti bruciatori che non consentono, vista la possibilità di caduta di materiali dall'alto, l'autorizzazione all'ingresso in sicurezza al personale di manutenzione sia per ispezioni che per attività di manutenzione.
Difatti in fase di raffreddamento molte incrostazioni tendono a staccarsi autonomamente, altri depositi invece si solidificano sui tubi di caldaia.
Pertanto per consentire l'accesso sono necessarie alcune attività per la rimozione del suddetto materiale.

Le attività da condurre per consentire l'accesso si suddividono in 3 fasi:
Fase 1 – Micro cariche
Fase 2 – Pulizia fronte bruciatori
Fase 3 – Installazione rete di protezione
A seguito dell'installazione della rete di protezione si aggiungono ulteriori 2 fasi per le ispezioni da condursi per effettuare le verifiche di legge previste per i generatori di vapore
Fase 5 – Ingresso ed ispezione tramite drone (linea guida ISPESL per verifiche in remoto)
Fase 6 – Integrazione all'ispezione con drone tramite personale specializzato in lavori su fune con sistemi audio-visivi su punti definiti (linea guida ISPESL per verifiche in esercizio-UNI EN 13018)
Pertanto prima di procedere con le attività di cui ai punti 5 e 6, al fine di poter ottenere immagini significative relative allo stato dei componenti oggetto d'indagine e per garantire una elevata sicurezza agli operatori, è stata eseguita una pulizia della caldaia dai residui della combustione tramite micro cariche esplosive di perclorato di alluminio da circa 50 gr l'una, inserite da quota 55 in prossimità delle serpentine SH2-SH3.
Questa attività permette la disostruzione delle incrostazioni che si formano sulle serpentine stesse.
Successivamente si è provveduto alla pulizia dei fronti bruciatori e OFA con una attività di tipo manuale attraverso l'impiego di sistemi di accesso e posizionamento mediante funi. Tale attività è condotta da impresa specializzata in lavori temporanei in quota ed in ambienti confinati.
La suddetta squadra ha anche provveduto inoltre, ad installare all'interno della Camera di Combustione una rete di protezione posizionata al di sopra delle bocche OFA.

Terminate le operazioni di preparazione della Caldaia è stato costruito all'interno della Camera di Combustione un ponteggio fino ad un'altezza di 6 metri corrispondenti a circa la metà della tramoggia inferiore, quota evidenziata con una riga rossa in Figura 1. Tale ponteggio è servito come punto di partenza del Drone stesso durante l'ispezione come riportato in Figura 3 ove è visibile il velivolo in fase di decollo.
Il sistema di comando del Drone è stato posizionato al di fuori della Caldaia al fine di limitare il numero di persone presenti all'interno della Camera di Combustione durante le operazioni di ispezione.



Figura 3. Drone in fase di partenza

Il piano di volo del Drone è stato preventivamente concordato con gli Ispettori i quali, sfruttando a pieno le potenzialità dello strumento, hanno chiesto di poter visionare tutti i componenti salienti della Camera di Combustione a partire dalla prima fila di bruciatori fino agli OFA che sono posizionati al di sopra dell'ultima fila di bruciatori. Le bocche OFA sono visibili in Figura 4 nella zona cerchiata in rosso ove si può vedere che risultano posizionati tra la rete di protezione precedentemente installata e l'ultima fila di bruciatori.

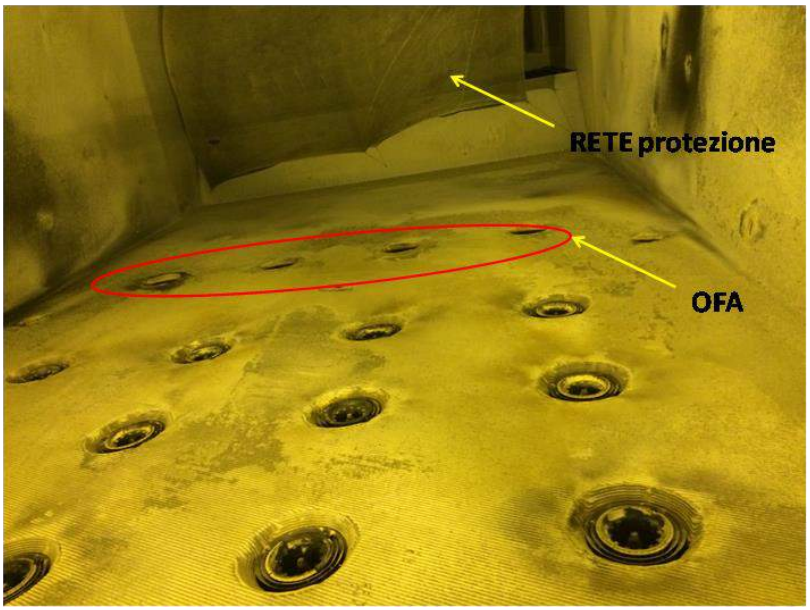


Figura 4. Componenti ispezionati

A valle dell'ispezione con il Drone è stato eseguito un'ulteriore ispezione utilizzando il Casco Strumentato con l'ausilio della squadra dell'impresa specializzata in lavori su funi guidati dai tecnici a terra. In tal modo ove necessario è stato possibile in sicurezza eseguire tutti gli approfondimenti del caso.
Nelle Figure 5 a – d sono visibili alcune immagini raccolte durante le due ispezioni; a sinistra sono riportate le immagini catturate dal Drone e a destra l'immagine di dettaglio ottenuta durante l'ispezione dei Rocciatori i quali, in alcuni casi, in presenza di sporcamento dei componenti hanno proceduto ad una ulteriore pulizia manuale dei tubi al

fine di poterne verificare lo stato. Nella Figura 6 una vista dal basso dell'attività condotta dalla squadra dell'impresa adibita ai lavori su fune.
La qualità delle immagini è stata tale da consentire agli ispettori di ARPA LAZIO di visionare le zone salienti della caldaia con maggiore accuratezza rispetto all'ispezione visiva che normalmente si esegue con accesso da ponteggio.

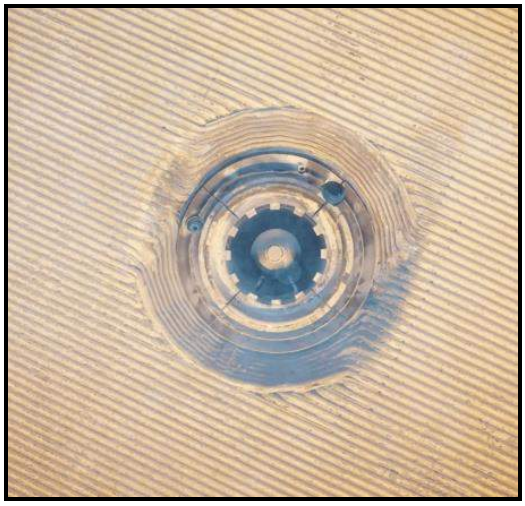




Figure 5a – 5b. Immagini relative ai bruciatori catturate dal Drone e dettaglio di quanto visto durante l'ispezione con i rocciatori

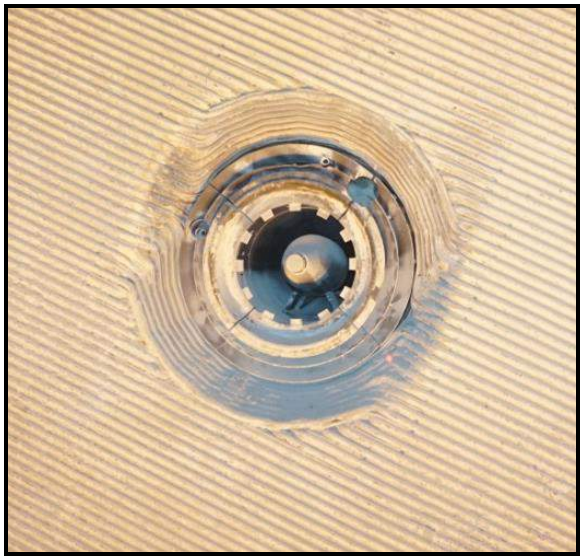




Figure 5c – 5d. Immagini relative ai bruciatori catturate dal Drone e dettaglio di quanto visto durante l'ispezione con i rocciatori



Figura 6. Immagini relative all'attività di verifica con safety helmet

6. Conclusioni / Prossime azioni

L'ispezione di caldaia effettuata con l'ausilio dell'attrezzatura sopra descritta è stata valutata positivamente dagli Organi Ispettivi a tal punto che nell'ambito della suddetta fermata non hanno ritenuto necessaria la costruzione del ponteggio per l'ispezione convenzionale.
I dati e risultati raccolti durante l'ispezione sono stati inseriti in un rapporto di verifica visiva redatto dall'impresa adibita ai lavori su funi (personale qualificato per controlli visivi di primo livello) e allegata al verbale di verifica redatto dagli Ispettori di ARPA Lazio.
Tale risultato assume una rilevanza strategica per le prossime fermate programmate in quanto, sfruttando tale tecnologia, si potranno certamente raggiungere i seguenti obiettivi:

- Riduzione del rischio di infortuni legati alle attività meccaniche di montaggio e smontaggio ponteggi
- Riduzione del rischio di infortuni legati ai lavori in quota su ponteggio
- Disponibilità di una grande quantità di dati aventi:
    - Elevatissima definizione
    - Continuatività su tutta la zona oggetto di monitoraggio
- Possibilità di creare una banca dati di riferimento che consente in futuro di poter valutare eventuali evoluzioni dei fenomeni oggetto di analisi
- Possibilità di eseguire ispezioni anche durante fermate brevi grazie all'eliminazione dei tempi necessari alla progettazione ed alla realizzazione di un ponteggio all'interno della caldaia
- Grazie ad una riduzione dei costi e dei tempi di intervento sarà possibile monitorare con maggiore frequenza la Camera di Combustione prevenendo eventuali avarie
- Flessibilità dello strumento che consente di modificare le aree oggetto di ispezione previa condivisione dei piani di volo

Resta, comunque facoltà dell'ente ispettivo di richiedere, caso per caso, Ispezioni più approfondite e/o la visita ispettiva con le modalità standard.

Il D.Lgs. 105/2015 e i rischi di incidenti tecnologici innescati da disastri naturali (Na-Tech): l'approccio metodologico dell'Emilia Romagna per la sicurezza delle Attrezzature a Pressione

G. A. Zuccarello*, C. Mazzini**

*Inail - UOT di Bologna
**ARPAE Emilia Romagna CTR-RIR

Sommario

Il D.Lgs.105 del 2015, di recepimento in Italia della Direttiva Comunitaria 2012/18/UE, indica esplicitamente il rischio sismico fra i rischi di origine naturale da analizzare ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti. Il precedente D.Lgs. 334/99 non trattava la valutazione del rischio di un evento avente origine da cause naturali con ricadute importanti a livello tecnologico - rischio Na-Tech; ciò nonostante in taluni casi gli organi di controllo, facendo riferimento ad altre norme di carattere locale o nazionale, richiedevano alle aziende la valutazione della vulnerabilità sismica degli impianti.
E' il caso di una azienda ubicata in area classificata sismica che, dopo avere effettuato le verifiche sollecitate dagli organi competenti, ha dovuto prevedere la sostituzione di componenti della struttura di supporto di un serbatoio a sfera avente capacità pari a 1000 m^3, al fine di incrementare il fattore di sicurezza in condizioni sismiche.
Sulla scorta delle principali novità introdotte dal Decreto Legislativo, delle Leggi Regionali e delle norme tecniche di settore, la regione Emilia Romagna ha effettuato uno studio per identificare gli elementi di rischio, quali la pericolosità geologica e il rischio alluvioni, mappandoli cartograficamente. Sovrapponendo i layer ottenuti con la posizione degli stabilimenti RIR, è stato possibile associare a ciascun stabilimento gli elementi di rischio presenti nell'area, individuando gli elementi di valenza esclusivamente "territoriale" associati alla localizzazione dello stabilimento, senza tener conto dell'eventuale presenza di sistemi atti a mitigare gli effetti di un incidente rilevante.

1. L'Emilia Romagna e i rischi naturali

Il DLgs 105/2015 incarica i gestori degli stabilimenti RIR di identificare i rischi, effettuarne l'analisi indicando come intende prevenirli. L'analisi di rischio dei possibili eventi e scenari incidentali in termini di cause, probabilità di accadimento e conseguenze pericolose, riguarda anche gli eventi incidentali che si originano da cause naturali come ad esempio terremoti ed inondazioni che possono avere importanti ricadute a livello tecnologico (rischio Na-tech). L'analisi incidentale deve riguardare anche i metodi e le soluzioni tecniche adottate dal Gestore per prevenire gli eventi e garantire la sicurezza in caso di evento sismico.
Come noto, il precedente DLgs 334/99 non trattava la valutazione del rischio di un evento avente origine da cause naturali; ciò nonostante la regione Emilia Romagna già dal 2009 con la normativa regionale per la prevenzione del rischio sismico (LR 19/2008 [1], DGR 1661 del 02.11.2009 [2], DGR 1776/2013 [3], Nota del Ministero dell'Interno [4]) prevedeva l'analisi di vulnerabilità degli edifici e degli elementi critici presenti negli stabilimenti. A seguito di ciò, le Autorità Competenti di controllo per le attività RIR, come il Comitato Tecnico Regionale – CTR dei VVF - e il Comitato di Valutazione dei Rischi di ARPAE - CVR ex art. 4 L.R. 26/2003 e s.m.i.- chiedevano di analizzare i possibili scenari incidentali generati da sisma. In tale ambito, al fine di comprovare le soluzioni tecniche adottate dal

Gestore per prevenire gli eventi e garantire la sicurezza in caso di evento naturale, veniva anche richiesto di effettuare verifiche sismiche sugli elementi degli impianti pericolosi, analisi dinamiche per determinare le deformazioni e le tensioni. Si riporta di seguito un caso pratico affrontato in fase di Istruttoria Tecnica di un Rapporto di Sicurezza (art.15 D.lgs. 105/2015), che ha comportato un importante adeguamento impiantistico per garantire la sicurezza in caso di evento sismico.

2. Il caso del miglioramento della sicurezza sismica di un serbatoio sferico

Dalla relazione di calcolo volta a valutare la vulnerabilità sismica, secondo i dettami del cap.8 del D.M. 14-01-2008, di un serbatoio sferico sopraelevato in acciaio installato presso uno Stabilimento RIR, si è appurato che la struttura risultava verificata per un'azione sismica pari al 50% di quella da Normativa.
Dalle indicazioni contenute nelle Ordinanze Commissariali post-sisma del maggio 2012, si valuta invece come soddisfacente un miglioramento sismico secondo quanto predisposto al §8.4 del D.M. 14-01-2008 superiore al 60% dell'azione sismica di progetto di una equivalente struttura di nuova costruzione.
Occorreva, quindi, dopo la valutazione della sicurezza allo stato di fatto, progettare e verificare le membrature e i collegamenti da realizzare per conseguire il miglioramento sismico sopra indicato.
La valutazione della sicurezza allo stato di fatto non poteva prescindere da valutazioni strutturali in condizioni statiche, come indicato al §C8.3 della Circolare n. 617/2009, per cui, data l'entità del fabbricato, al fine di sviluppare compiutamente lo studio sopra indicato, sono state eseguite 4 modellazioni differenti, in modo da analizzare e verificare singolarmente:

- La struttura in elevazione in condizioni statiche;
- La struttura di fondazione in condizioni statiche;
- La struttura in elevazione in condizioni dinamiche;
- La struttura di fondazione in condizioni dinamiche.

La successiva fase di miglioramento sismico ha richiesto quindi la valutazione allo stato di progetto di 2 ulteriori modelli, in modo da analizzare singolarmente:

- La struttura in elevazione in condizioni dinamiche;
- La struttura di fondazione in condizioni dinamiche.

L'intervento proposto sulla base del progetto redatto per il miglioramento della sicurezza sismica della sfera, e consistente nella sostituzione dei profili di controvento presenti allo stato di fatto (tondini φ35 in acciaio Fe37B) con profili UPN 160 in acciaio S275, insieme ai collegamenti pilastri-controventi, ha consentito di raggiungere un livello di sicurezza ben superiore al valore indicato dalle Ordinanze Commissariali del sisma 2012 (fissato nel 60%), essendo la struttura in esame in grado di resistere ad un'azione sismica di progetto pari a circa il 90% di quella di riferimento normativo per un'analoga struttura di nuova costruzione.

2.1. Descrizione della struttura del serbatoio a sfera

La struttura oggetto di analisi è un serbatoio sferico sopraelevato in acciaio, con diametro medio pari a 12,5 m, atto a contenere fino a 1000 mc di propano. La sfera è composta di lamiere sagomate in acciaio Fe 52-2 (UNI 5869/66) di spessore variabile da 28,5 a 31,5 mm, saldate tra loro. Essa poggia su 8 montanti in acciaio Fe 42B (UNI 7070/72) a sezione circolare cava di diametro φ610 mm e spessore 8 mm, saldati alla sfera sull'asse

equatoriale, di altezza pari a 8,10 m dal suolo a tale asse. In virtù di queste misure, il serbatoio presenta un distacco minimo dal suolo di circa 1,80 m.
A controventare i pilastri (incernierati alla struttura fondale mediante due tirafondi cadauno) vi erano tiranti a croce di S. Andrea in acciaio Fe 37B (UNI 7070/72) di sezione circolare piena φ35 mm. Le fondazioni sono costituite da travi in c.a. a sezione rettangolare di dimensione 3,00x0,8 m (cfr. Figura 1).

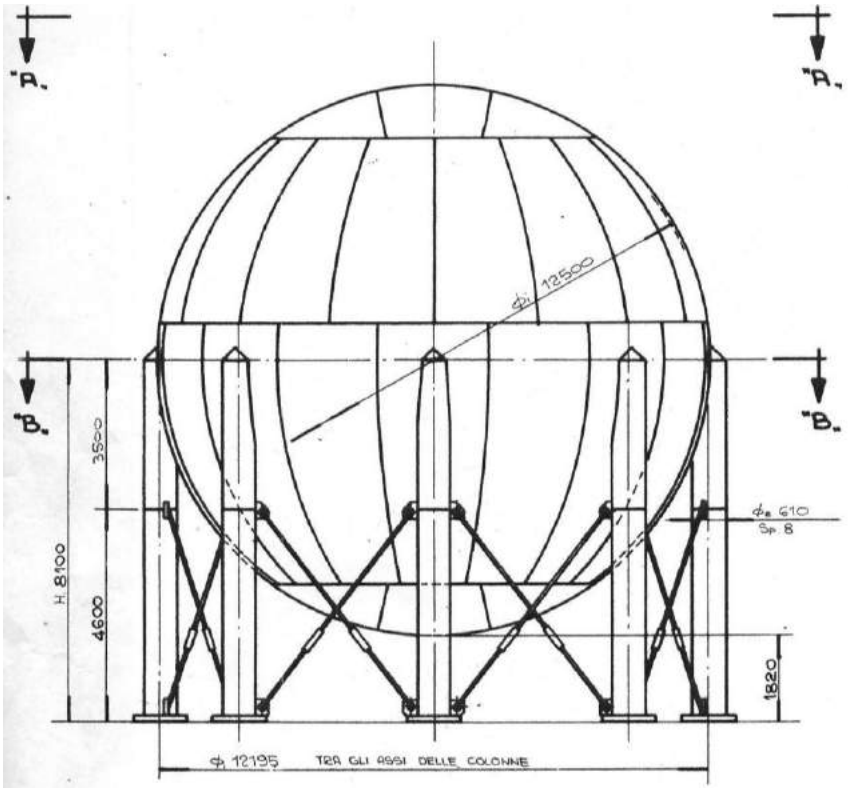


Figura 1. Prospetto struttura in elevazione

2.2. Normative di riferimento

Data la tipologia di opera, oltre all'elenco di Normative [5], si è fatto riferimento a testi più specifici al fine di valutare correttamente la struttura in condizioni dinamiche. Pertanto si è integrato l'elenco precedente con la Norma UNI EN 1998-4:2006 (Eurocodice 8 - parte 4). Inoltre, come è prassi diffusa nella comunità scientifica internazionale, si fa riferimento allo studio "Sloshing effects on the seismic design of horizontal - cylindrical and spherical industrial vessels" [6]. Tale articolo permette di scomporre gli effetti di tale sollecitazione sul liquido contenuto in un serbatoio sferico sopraelevato nella componente impulsiva e convettiva, così come indicato dalla UNI EN 1998-4:2006.

2.3. Valutazione della sicurezza allo stato di fatto

Tenuto conto:
- ✓ della documentazione tecnica;
- ✓ dei materiali utilizzati per:
  - Struttura in elevazione (Acciaio Fe 52-2 per serbatoio, Acciaio Fe 42B per pilastri, Acciaio Fe 37B per controventi e collegamenti - piastre, perni -, Acciaio ASTM A193 Gr. B7 per tirafondi,
  - Struttura di fondazione (Calcestruzzo C16/20 per travi, Acciaio FeB44k per barre di armatura;

- ✓ dell'azione sismica di riferimento (zona sismica 2 ai sensi dell'All. A dell'O.P.C.M. 20 marzo 2003, n. 3274);

sono stati determinati tutti i carichi da prendere in considerazione per l'effettuazione dell'analisi strutturale, in condizioni statiche e dinamiche, secondo le combinazioni (SLU) previste al §2.5.3 del D.M. 14-01-2008, e riportati nelle tabelle 1 e 2 che seguono.

2.3.1. Modellazione per l'Analisi strutturale

2.3.1.1. Analisi strutturale in condizioni statiche

Nei modelli volti a valutare la vulnerabilità della struttura in elevazione e della struttura di fondazione sono stati considerati i carichi indicati in Tabella 1.
In virtù delle analisi condotte, si sono ottenute le sollecitazioni per le quali si rimanda al successivo §2.3.2.

Tipo di carico	Categoria
Peso proprio di serbatoio, pilastri e controventi	carico permanente strutturale
Peso rivestimento protettivo	carico permanente portato compiutamente definito
Pressione normale interna (10 bar)	carico permanente portato compiutamente definito
Carico statico dovuto al liquido interno (80% del volume complessivo)	carico permanente portato compiutamente definito
Pressione vento	carico accidentale
Pressione neve	carico accidentale

Tabella 1. Carichi considerati per verifiche in condizioni statiche

2.3.1.2. Analisi strutturale in condizioni dinamiche

Alla luce dell'estrema regolarità strutturale dell'opera (sia in pianta che in altezza) si è eseguita l'analisi prevista al §7.3.3.2 del D.M. 14-01-2008 applicabile per il caso trattato. Inoltre, il carico sismico è stato applicato sulla struttura in corrispondenza della sommità del generico pilastro in quanto più penalizzante e, pertanto, a vantaggio di sicurezza.
Nei modelli volti a valutare la vulnerabilità della struttura in elevazione e della struttura di fondazione sono stati considerati i carichi indicati in Tabella 2. Infine, valutando come permanente portato il carico dovuto al liquido interno, sono stati adottati i coefficienti che massimizzano le sollecitazioni.

Tipo di carico	Categoria
Peso proprio di serbatoio, pilastri e controventi	carico permanente strutturale
Peso rivestimento protettivo	carico permanente portato compiutamente definito
Pressione normale interna (10 bar)	carico permanente portato compiutamente definito
Carico dinamico dovuto al liquido interno (80% del volume complessivo)	carico permanente portato compiutamente definito

Tabella 2. Carichi considerati per verifiche in condizioni dinamiche

2.3.2. Verifiche

Sono state eseguite le verifiche indicate in Tabella 3, in ottemperanza alla Normativa cogente (tra parentesi le formule di riferimento). In particolare, si è indicato con l'apice 1 il riferimento al D.M. 14-01-2008, con l'apice 2 la Circolare n. 617/2009 e con l'apice 3 la UNI EN 1992-1-1:2005 (Eurocodice 2).

Struttura in elevazione		
Mantello	Verifica resistenza (Von Mises)	(4.2.5)[1]
Pilastri e controventi	Verifica resistenza (Von Mises)	(4.2.5)[1]
	Trazione	(4.2.6)[1]
	Compressione	(4.2.10)[1]
	Taglio	(4.2.17)[1]
	Torsione	(4.2.29)[1]
	Tenso/Presso-flessione biassiale	(4.2.39)[1]
	Flessione, taglio e sforzo assiale	(4.2.41)[1]
	Stabilità di aste compresse	(4.2.42)[1]
	Stabilità di membrature inflesse e compresse	(C4.2.32)[2], (C.4.2.36)[2]

Tabella 3 parte 1. Riferimenti normativi adottati per le verifiche

Struttura in fondazione		
Travi in c.a.	Presso-flessione retta	(4.1.9)[1]
	Taglio	(4.1.20)[1]
	Punzonamento	(6.52)[3]
	Torsione	(4.1.26)[1]
	Fessurazione	(4.1.38)[1]
	Tensione massima di compressione del cls	(4.1.40)[1], (4.1.41)[1]
	Tensione massima di trazione dell'acciaio	(4.1.42)[1]
	Capacità portante (Approccio 2)	(6.2.1) [1]

Tabella 3 parte 2. Riferimenti normativi adottati per le verifiche

2.3.2.1. Verifiche struttura in condizioni statiche

Le verifiche condotte in termini di struttura di supporto risultano soddisfatte con uno sfruttamento massimo del 28% circa. Per quanto riguarda invece il mantello, si rimanda alla Figura 3 che rappresenta l'andamento delle tensioni massime secondo la formulazione di Von Mises, in cui si nota che la sollecitazione massima è pari a circa f_{Ed}=292 N/mm^2. Tenuto conto della tensione caratteristica di snervamento delle lamiere costituenti il serbatoio (Fe 52-2), e degli opportuni coefficienti (tab. 4.2.V del D.M. 14-01-2008), si ritiene la verifica soddisfatta con uno sfruttamento massimo del 86%.

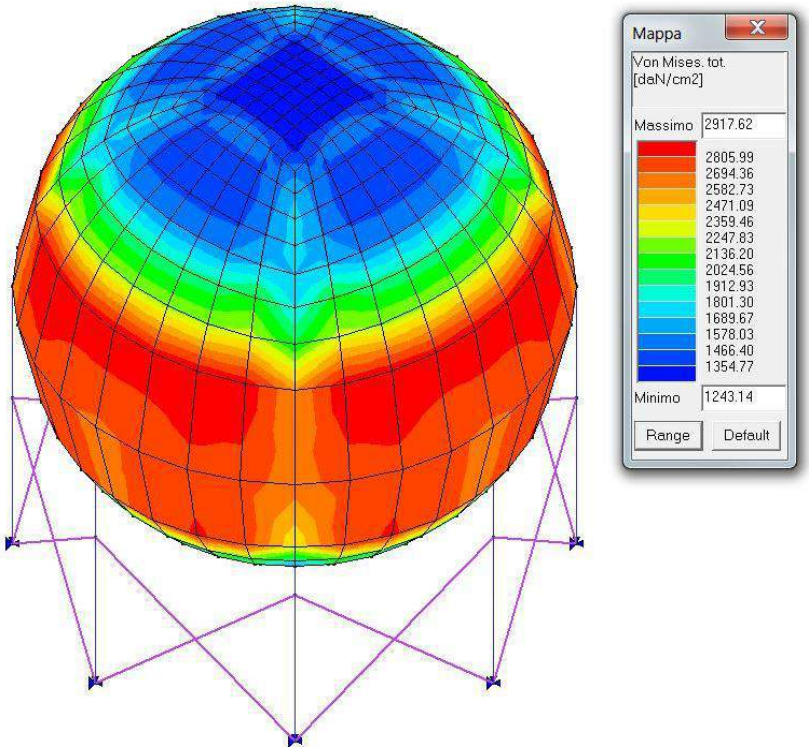


Figura 2. Tensioni totali sul mantello secondo formulazione di Von Mises

Analogamente, le verifiche condotte in termini di struttura di fondazione risultano soddisfatte con uno sfruttamento massimo del 90% circa.

2.3.2.2. Verifiche struttura in condizioni dinamiche

È da notare che la verifica della struttura di supporto in condizioni dinamiche con spettro di progetto pari al 100% di quello da Normativa ha dato esito negativo. Si è proceduto, pertanto, a modificare iterativamente il livello di sicurezza fino a riscontrare il superamento delle verifiche condotte come da D.M. 14-01-2008, con l'obiettivo di stimare la percentuale dell'azione sismica di riferimento che il fabbricato è in grado di supportare. Tale riscontro è avvenuto con un'azione sismica pari al 50% di quella da Normativa. A soffrire maggiormente sono i tiranti il cui sfruttamento si attesta su un valore di poco inferiore al 99%, mentre i pilastri risultano sollecitati per circa il 60% della propria resistenza di progetto. In merito alle verifiche sul mantello e sulle strutture di fondazione si rimanda al §2.3.2.1, ove gli elementi strutturali sono soggetti a maggiori sollecitazioni. L'analisi è stata completata con le verifiche delle connessioni:

- ✓ Giunto di base (tirafondi, pressioni di contatto)
- ✓ Nodo tirante-pilastro (perni, piastre).

2.3.3. Conclusioni in merito alla valutazione della sicurezza

Alla luce delle analisi strutturali svolte in base alla metodologia indicata ed in osservanza delle Norme Tecniche per le Costruzioni di cui al D.M. 14-01-2008, nonché delle prescrizioni di cui all'Eurocodice 8 (UNI EN 1998-4:2006), si è evidenziato quanto segue:

- ✓ la struttura in oggetto risulta in grado di resistere compiutamente alle sollecitazioni generate in condizioni statiche;
- ✓ in termini di vulnerabilità sismica si ritiene che, nella consapevolezza di essersi posti a vantaggio di sicurezza in merito al peso agente per effetto del contenuto del serbatoio, la struttura allo stato di fatto sia capace di sopportare una sollecitazioni indotta da un'azione sismica pari a circa il 50% di quella di riferimento secondo quanto indicato dalle Normative vigenti. In particolare, tale limitazione è dovuta ai tiranti (da ritenersi

oggettivamente di sezione esigua), mentre, in funzione dell'azione sopra indicata, i pilastri e le connessioni presentano notevoli riserve di resistenza.

E' stata quindi suggerita al Gestore la sostituzione dei tiranti componenti la struttura di supporto, il dimensionamento dei quali, insieme ai collegamenti pilastri-controventi, è avvenuto mediante una nuova analisi strutturale, illustrata nel capitolo successivo.

2.4. Progetto di miglioramento sismico

Alla luce dei risultati ottenuti sullo stato di fatto che hanno evidenziato un livello di sicurezza inferiore al 60% dell'azione sismica di progetto, in accordo con il Gestore si è proceduto alla successiva fase di miglioramento sismico ai sensi del §8.4 del D.M. 14-01-2008.

Tale configurazione si basa sulla necessità di oltrepassare la soglia sopra indicata, con l'obiettivo di avvicinarsi in maniera significativa ad un adeguamento sismico. In particolare, si è ritenuto ammissibile rendere sopportabile il 90% dell'azione sismica che agirebbe su una equivalente struttura di nuova costruzione: tale valore è da considerarsi un corretto compromesso vista l'entità della struttura in esame e la tipologia di consolidamento proposta.

Questa condizione, infatti, è ottenibile sostituendo i controventi presenti allo stato di fatto con profili tipo UPN 160 (singoli per ogni tirante) in acciaio S275, insieme ai collegamenti pilastri-controventi: in tal caso si conseguono sensibili miglioramenti del comportamento strutturale sotto sisma, rendendo tali elementi - che allo stato di fatto rappresentano le membrature meno adeguate - meno critici rispetto ai pilastri.

2.4.1. Analisi dei materiali nuovi

I nuovi materiali utilizzati (suddivisi per tipologia di elemento), ai sensi del §11.3.4.1 e del §11.3.4.6.1 del D.M. 14-01-2008 sono: Controventi (in acciaio S275), Piastre di collegamento (in acciaio S235), Bulloni (classe 8.8).

2.4.2. Analisi dei carichi

Valgono le indicazioni di cui al §2.3.1 della presente relazione, ad eccezione delle condizioni dinamiche che, comunque, sono state determinate con le medesime modalità di calcolo.

Peri i carichi si rimanda alle tabelle 1 e 2.

2.4.3. Verifiche

Sono state eseguite le verifiche di cui al §2.3.2 della presente relazione.

2.4.3.1. Verifiche struttura in elevazione in condizioni dinamiche

Si riporta, a riprova del superamento delle verifiche condotte secondo le modalità indicate ai punti precedenti l’immagine ("sfruttamento", in %) che riassume tutte le verifiche svolte.

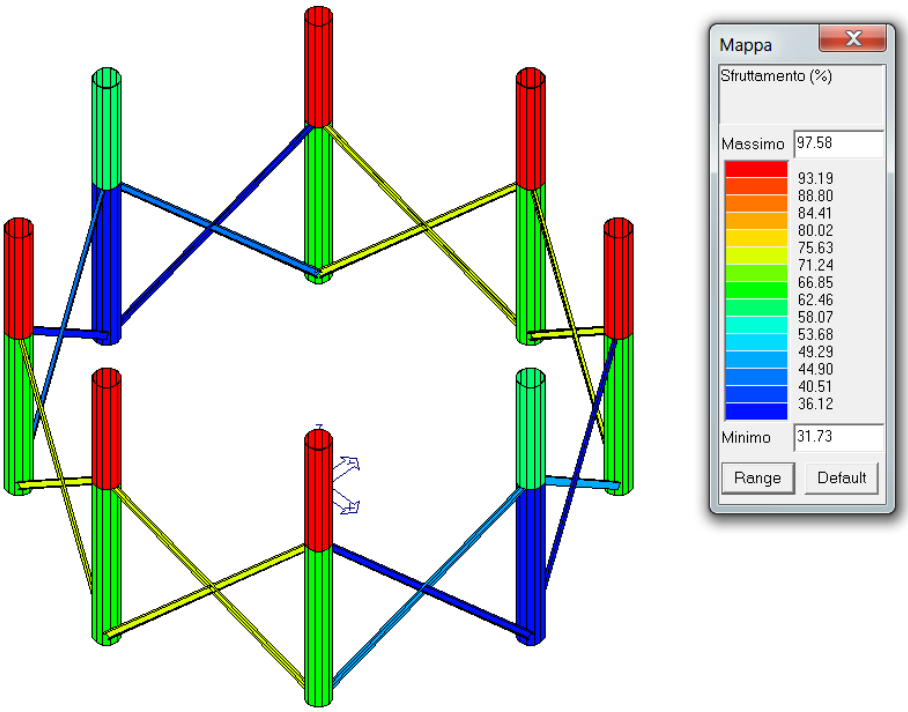


Figura 3. Sfruttamento (in %) come sintesi delle verifiche svolte sulla struttura in elevazione in condizioni dinamiche

Dunque, per un'azione sismica di progetto pari al 90% di quella da Normativa, la struttura risulta verificata. A soffrire maggiormente, a seguito delle modifiche apportate, sono i pilastri il cui sfruttamento massimo si attesta su un valore di poco inferiore al 98%, mentre i tiranti risultano sollecitati per circa il 75% della propria resistenza di progetto.
In merito alle verifiche sul mantello si rimanda alle condizioni statiche, ove l'elemento strutturale è soggetto a maggiori sollecitazioni.

2.4.3.2. Verifiche struttura di fondazione in condizioni dinamiche
Nel caso specifico, le condizioni maggiormente gravose per le strutture di fondazione si manifestano in condizione statiche.

2.4.3.3. Verifiche delle connessioni
L'analisi è stata completata con le verifiche delle connessioni, e, in particolare, del nuovo Nodo tirante-pilastro (giunto di base e connessioni tirante-pilastro).

3. La pianificazione dell'attività ispettiva in Emilia Romagna

In adempimento al D.Lgs 105/2015, il rischio da cause naturali è preso in considerazione nella fase di identificazione e analisi dei rischi, documentata nel Rapporto di Sicurezza o nelle Schede Tecniche (art.6 LR 26 del 2003), nella fase di attuazione/miglioramento del Sistema di Gestione della Sicurezza, ma anche nella fase di pianificazione dell'attività ispettiva. Il Decreto stabilisce che l'Autorità Competente può predisporre il Piano di Ispezioni [7] con la descrizione dei criteri su cui fondare la valutazione sistematica dei pericoli di incidenti rilevanti, necessaria per poi predisporre il Programma di Ispezioni che stabilirà le priorità, e quindi la frequenza, dei controlli sul Sistema di Gestione della Sicurezza delle aziende RIR. Un elemento innovativo del Piano, previsto dallo stesso Decreto, riguarda le indicazioni per l'individuazione degli stabilimenti RIR i cui rischi esterni

o fonti di pericolo particolare potrebbero aumentare il rischio o la conseguenza di un incidente rilevante.
La Regione Emilia Romagna [8], quale Autorità Competente per gli Stabilimenti di soglia inferiore, accogliendo le indicazioni del Decreto, ha individuato tra i rischi esterni il rischio di pericolosità geologica, il rischio di potenziale instabilità legato al fenomeno della liquefazione in caso di forti terremoti, ed il rischio frane e alluvioni ai sensi della Direttiva 2007/60/CE.
In particolare:

- per la pericolosità geologica, si è associata alla posizione degli stabilimenti, la zona di sismicità del comune, il fattore a_g relativo all'accelerazione orizzontale massima, che fornisce il valore standard di riferimento ad una situazione di suolo rigido e pianeggiante, con un tempo di ritorno T_R=450 anni, la classe di sottosuolo ai fini del calcolo dell'azione sismica attesa - NTC 2008 -, il rischio di potenziale instabilità legato al fenomeno della liquefazione in caso di forti terremoti, e il rischio frane. Il fenomeno della liquefazione riguarda il terreno saturo, sottoposto a prolungati scuotimenti sismici, che si comporta come se fosse un fluido, con riduzione o perdita della capacità portante, causando ingenti danni, mentre il rischio di frane si riferisce al distacco e al movimento verso il basso di masse rocciose e/o suolo dovuto prevalentemente all'effetto della forza di gravità;
- per la pericolosità / rischio alluvioni (ai sensi della Direttiva 2007/60/CE) legata al manifestarsi sul territorio di eventi climatici che possono provocare tracimazione dei corsi d'acqua e dei canali di bonifica, sormonti e/o rotture arginali e fenomeni di inondazione marina, e ai danni che essi producono sulle persone, i beni e l'ambiente, si sono considerate le mappe di pericolosità, che rappresentano in pratica l'estensione potenziale delle alluvioni, e le mappe del rischio, che indicano la presenza di elementi potenzialmente esposti, previste dai piani di gestione del rischio alluvioni.

3.1. La mappatura dei rischi naturali in Emilia Romagna

In tutte queste tematiche la Regione è all'avanguardia nella identificazione di tali elementi di rischio, che sono mappati anche cartograficamente [9]. Pertanto, mediante la sovrapposizione dei layer di riferimento, con la posizione degli stabilimenti RIR, è stato possibile associare a ciascun stabilimento, gli eventuali elementi di rischio presenti nell'area.
Si precisa che tali elementi sono relativi esclusivamente ad una valutazione di valenza "territoriale", associati cioè alla posizione dello stabilimento sul territorio, e non tengono conto delle eventuali azioni che potrebbero essere state attuate dal gestore, per influenzare la vulnerabilità / resistenza delle singole costruzioni.

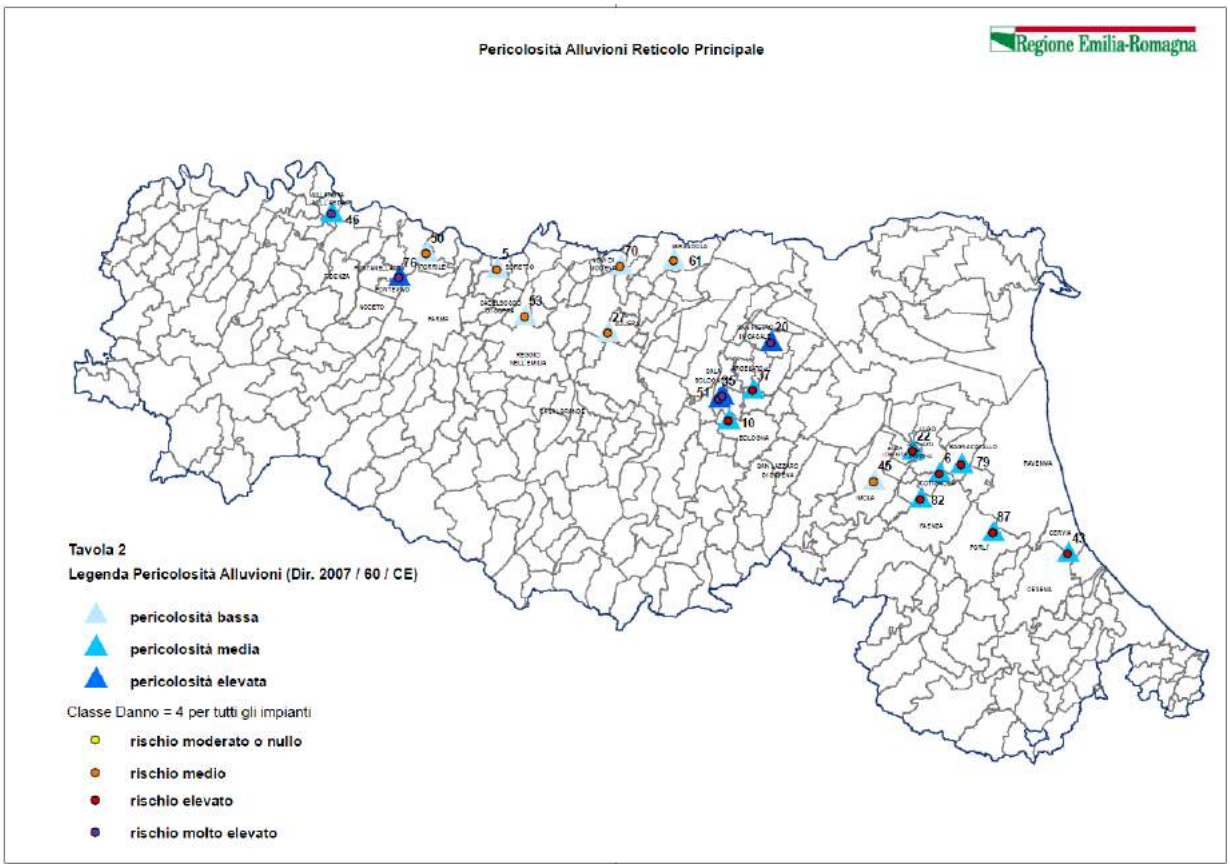


Figura 4. Mappa di pericolosità geologica a reticolo principale

La Figura 4 rappresenta l'estensione delle alluvioni causate dai corsi d'acqua principali (grandi fiumi), mentre la Figura 5, di seguito indicata, rappresenta l'estensione dei corsi d'acqua secondari (canali di bonifica artificiali).
Entrambe le mappe individuano tre tipi di scenari di rischio alluvione:

- ✓ bassa (alluvioni rare, tempo di ritorno < 500 anni)
- ✓ media (alluvioni poco frequenti, tempo di ritorno 100-200 anni)
- ✓ elevata (alluvioni frequenti tempo di ritorno 20-50 anni).

Il rischio invece è raffigurato dalla presenza di elementi potenzialmente esposti (popolazione, infrastrutture, attività economiche, stabilimenti RIR), che ricadono nelle zone allagabili dai corsi d'acqua in riferimento a quattro scenari:

- ✓ rischio moderato o nullo
- ✓ rischio medio
- ✓ rischio elevato
- ✓ rischio molto elevato.

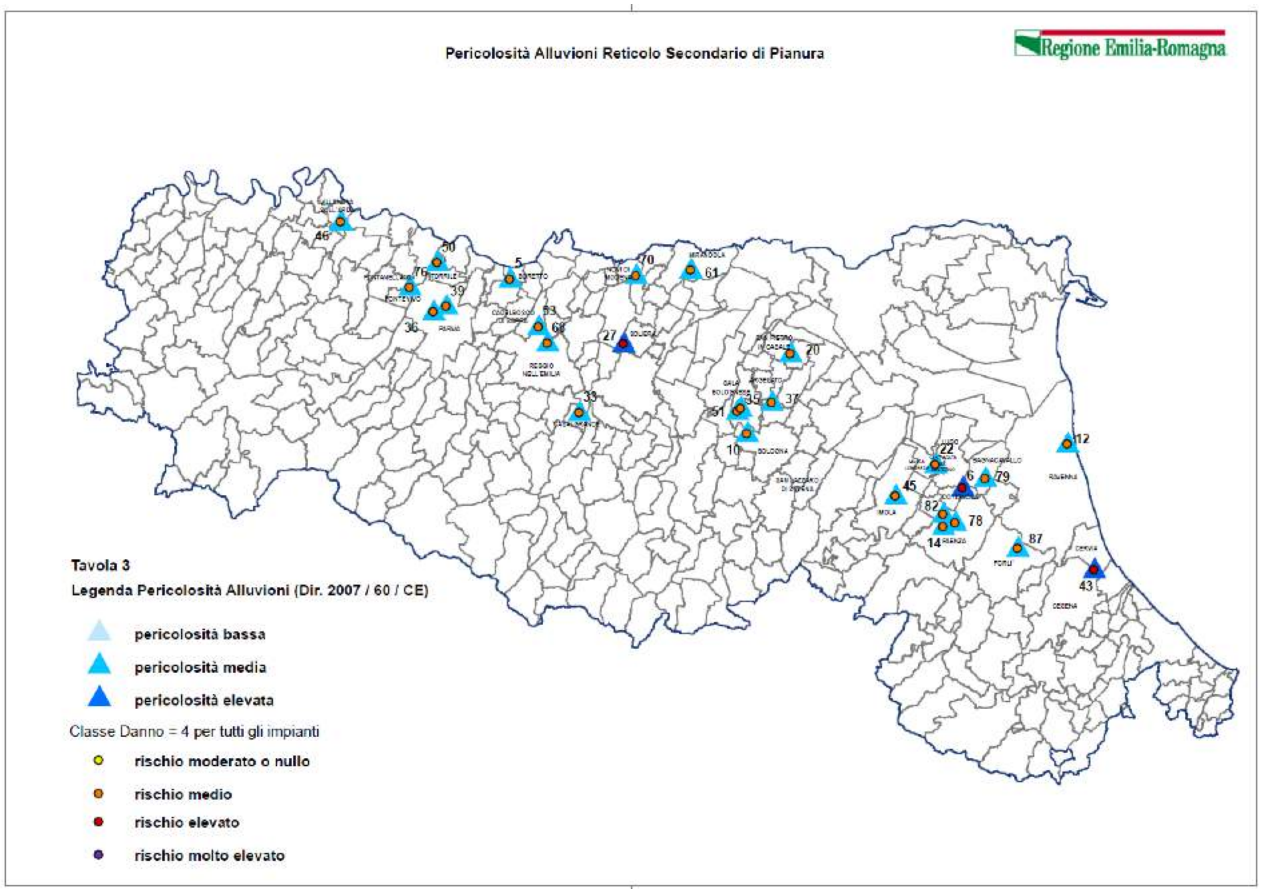


Figura 5. Mappa di pericolosità geologica a reticolo secondario

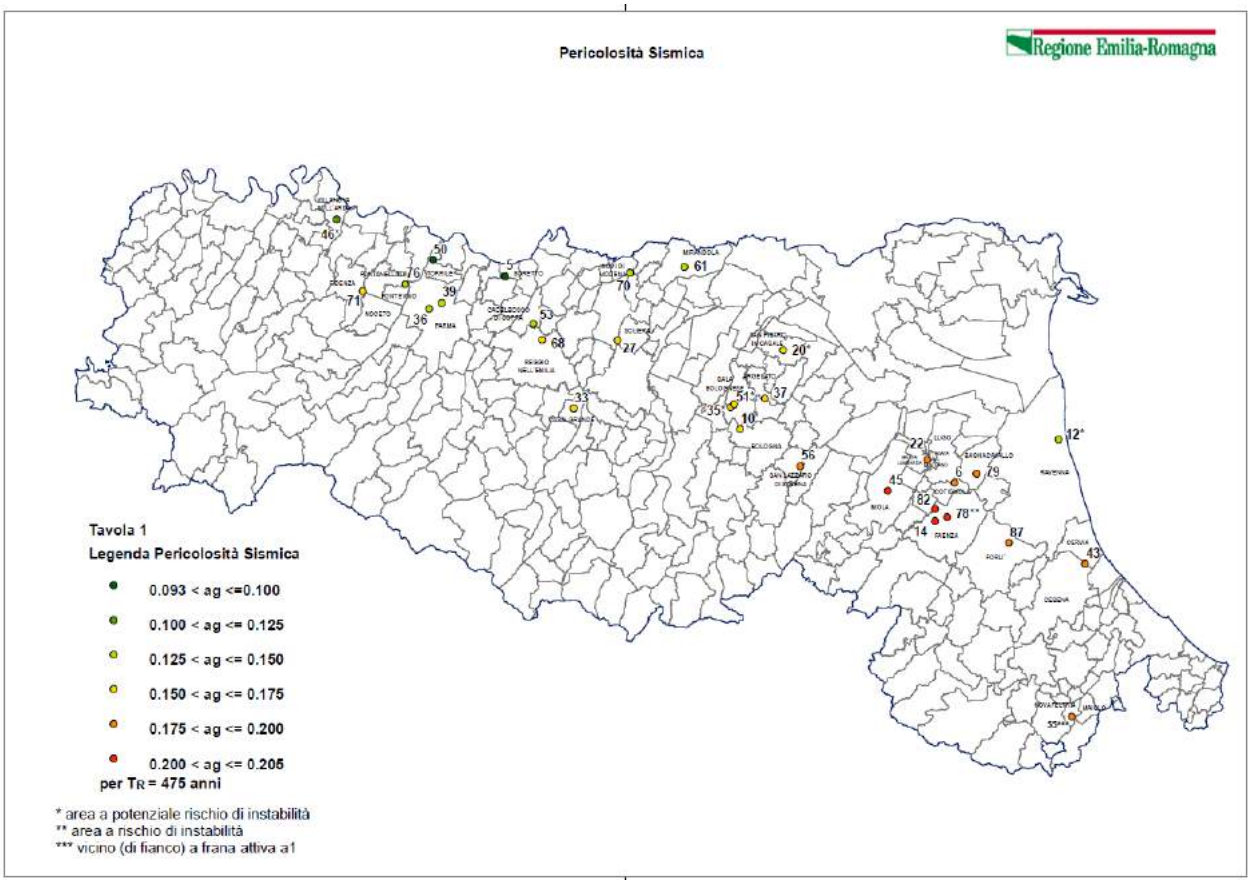


Figura 6. Mappa di pericolosità sismica

La mappa della pericolosità sismica di Figura 6 dimostra l'associazione tra la posizione dello stabilimento RIR, la zona sismica, il valore di a_g e il rischio potenziale di instabilità da frane e liquefazione. Sono distinte quattro zone territoriali, individuate in base alla riclassificazione sismica del territorio, avvenuta in applicazione della DGR n.1435 del 2003 emanata dalla Regione Emilia Romagna:

- ✓ zona 1 più pericolosa, dove possono verificarsi fortissimi terremoti;
- ✓ zona 2 dove possono verificarsi forti terremoti;
- ✓ zona 3 dove possono verificarsi forti terremoti ma molto rari;
- ✓ zona 4 meno pericolosa, dove i terremoti possono risultare molto rari.

3.2. Il Programma delle Ispezioni in Emilia Romagna

A seguito di questa analisi, è stato predisposto da ARPAE il Programma annuale delle Ispezioni per gli stabilimenti di soglia inferiore, elaborato sulla base dei criteri indicati nel Piano Regionale delle Ispezioni, effettuando la valutazione sistematica dei pericoli di incidente rilevante. Sono stati così identificati tre livelli di priorità di ispezione, corrispondenti ad altrettanti differenti intervalli tra un'ispezione e l'altra: il primo livello con frequenza triennale, il secondo con frequenza quadriennale, ed il terzo con frequenza quinquennale.

4. Conclusioni

L'introduzione del rischio sismico fra i rischi di origine naturale da analizzare ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti, è stata una delle novità del DLgs 105/2015.
In realtà, sulla scorta della normativa regionale, la Regione Emilia Romagna e le altre Autorità competenti in materia "Seveso" prevedono già da diversi anni l'analisi di vulnerabilità sismica di edifici ed elementi critici presenti negli stabilimenti RIR; a seguito di ciò, le Aziende hanno predisposto importanti adeguamenti a livello impiantistico per la prevenzione degli incidenti rilevanti a causa di rischi naturali.
A seguito dell'emanazione del DLgs 105/2015, la Regione Emilia Romagna ha tenuto conto dei rischi naturali presenti sul territorio, già in fase di pianificazione dell'attività ispettiva, determinando una priorità nei controlli qualora gli stabilimenti fossero soggetti anche ai rischi naturali. In più, ha mappato cartograficamente gli elementi per i rischi geologico e alluvioni.
Certamente, l'attività svolta dalle autorità competenti, ad oggi si è dimostrata essere efficace; prova ne è sia il caso illustrato dell'adeguamento del serbatoio a sfera, sia tutti gli altri casi di adeguamenti effettuati nei vari stabilimenti in regione.
D'altra parte, l'analisi di tali mappe, rivela che queste recano l'ubicazione degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante di soglia inferiore presenti in regione. Quindi, l'auspicio per il futuro è che la metodologia applicata dalla Regione Emilia Romagna per gli stabilimenti di soglia inferiore, inerente la pianificazione dell'attività ispettiva, possa essere estesa agli stabilimenti di soglia superiore, completata delle eventuali azioni già intraprese dai gestori, e messa a sistema applicandola a tutti gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante presenti sul territorio nazionale. Questo consentirà anche di ottenere una uniformità nell'attività di prevenzione svolta dalle Autorità competenti.

5. Bibliografia

[1] LR 19/2008 Norme per la riduzione del rischio sismico.

[2] DGR 1661 del 02.11.2009 Approvazione elenco categorie di edifici di interesse strategico e opere infrastrutturali la cui funzionalità durante gli eventi sismici assume rilievo

fondamentale per le finalità di protezione civile ed elenco categorie di edifici e opere infrastrutturali che possono assumere rilevanza in relazione alle conseguenze di un eventuale collasso - Allegato A - Categorie di edifici di interesse strategico e opere infrastrutturali la cui funzionalità durante gli eventi sismici assume rilievo fondamentale per le finalità di protezione civile.

[3] DGR 1776/2013 approvazione della disciplina del comitato tecnico scientifico previsto dall'art. 4, comma 1, della l.r. 30 ottobre 2008, n. 19, recante "norme per la riduzione del rischio sismico" e rinnovo dei componenti del comitato tecnico scientifico (cts).

[4] Nota del Ministero dell'Interno in risposta al quesito della Direzione Regionale VVF dell'Emilia Romagna prot.16960 del 29/11/2010.

[5] Normative direttamente implementate nel software di calcolo strutturale:

- D. Min. Infrastrutture Min. Interni e Prot. Civile 14 Gennaio 2008 e allegate "Norme tecniche per le costruzioni".
- D. Min. Infrastrutture e trasporti 14 Settembre 2005 e allegate "Norme tecniche per le costruzioni".
- D.M. LL.PP. 9 Gennaio 1996 "Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche".
- D.M. LL.PP. 16 Gennaio 1996 "Norme tecniche relative ai <<Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi>>".
- D.M. LL.PP. 16 Gennaio 1996 "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche".
- Circolare 4/07/96, n.156AA.GG./STC. istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai <<Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi>>" di cui al D.M. 16/01/96.
- Circolare 10/04/97, n.65AA.GG. istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche" di cui al D.M. 16/01/96.
- D.M. LL.PP. 20 Novembre 1987 "Norme tecniche per la progettazione, esecuzione e collaudo degli edifici in muratura e per il loro consolidamento".
- Circolare 4 Gennaio 1989 n. 30787 "Istruzioni in merito alle norme tecniche per la progettazione, esecuzione e collaudo degli edifici in muratura e per il loro consolidamento".
- D.M. LL.PP. 11 Marzo 1988 "Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione".
- D.M. LL.PP. 3 Dicembre 1987 "Norme tecniche per la progettazione, esecuzione e collaudo delle costruzioni prefabbricate".
- UNI 9502 - Procedimento analitico per valutare la resistenza al fuoco degli elementi costruttivi di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso - edizione maggio 2001
- Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica" e successive modificazioni e integrazioni.
- UNI EN 1990:2006 13/04/2006 Eurocodice 0 ÷ UNI EN 1998-5:2005 01/01/2005 Eurocodice 8.

[6] Karamanos SA, Patkas LA, Platyrrachos MA. Dipartimento di Ingegneria Meccanica e Industriale - Università di Salonicco. Sloshing effects on the seismic design of horizontal -

cylindrical and spherical industrial vessels. Journal of pressure vessel technology. ASME, Agosto 2006;128.

[7] Piano di Ispezioni ex art.27, allegato H , appendice 1 del D.Lgs 105/2016.

[8] Piano Regionale delle Ispezioni ex art.27 comma 3 del D.Lgs 105/2015 per gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante di soglia inferiore – anni 2016-2020.

[9] Elaborazioni del Servizio geologico, sismico e dei suoli - servizio difesa del suolo, della costa e bonifica. Cartografie del servizio geologico, sismico e dei suoli

Valutazione sintetica dell'adeguatezza del programma di gestione dell'invecchiamento delle attrezzature negli stabilimenti Seveso

P. A. Bragatto*, C. Delle Site*, A. Faragnoli**, M. F. Milazzo***

*Inail – DIT
**CTI - UNI
***Università di Messina - Dipartimento di Ingegneria

Sommario

La direttiva Seveso III chiede ai gestori di stabilimenti a rischio d'incidente rilevante di adottare un piano di monitoraggio e controllo delle apparecchiature per assicurarne un invecchiamento sicuro. L'adozione dello schema Risk Based Inspection (API 580 o RIMAP) supporta bene tale pianificazione, tuttavia la sua applicazione richiede un notevole sforzo su almeno tre piani: (i) conoscenza dei fenomeni di degradazione concorrenti di tipo fisico e chimico; (ii) gestione delle informazioni relative a ogni singolo componente e alla sua storia, (iii) misurazione appropriata per l'acquisizione e la gestione dei dati. Nell'ambito generale del SGS-PIR, l'efficacia del programma d'integrità deve essere valutata attentamente negli audit pianificati dal gestore e, a maggior ragione, nelle attività ispettive svolte su incarico delle Autorità Competenti. Nel presente lavoro si discute un metodo a indici che, attribuendo un punteggio pesato agli elementi essenziali che contribuiscono all'invecchiamento degli impianti, consenta una valutazione sintetica e, possibilmente oggettiva, dei fenomeni di degradazione. Le incertezze insite nelle valutazioni dei singoli fattori, che influenzano l'invecchiamento, sono discusse nel dettaglio in modo da definire gli ambiti di applicabilità del metodo, con riferimento sia agli audit interni che a quelli richiesti dalle Autorità di Controllo.

1. Introduzione

Il D.Lgs. 105/2015, che recepisce la Direttiva 2012/18/EU (Seveso III), introduce per i gestori degli stabilimenti a rischio d'incidente rilevante, l'obbligo di adottare, nell'ambito del SGS-PIR (Sistema Gestione Sicurezza per la Prevenzione degli Incidenti Rilevanti), piani di monitoraggio e controllo dei rischi legati all'invecchiamento di attrezzature e impianti, che tenga conto dei meccanismi di deterioramento presenti, inclusi corrosione interna ed esterna, erosione, fatica termica e meccanica. Il termine "invecchiamento" non si riferisce semplicemente al tempo trascorso dalla data di produzione, di collaudo o di messa in servizio delle apparecchiature, ma è legato alla loro condizione e a come essi cambiano nel corso del tempo [1]. L'invecchiamento di un componente si manifesta come una forma di deterioramento generale, di solito associato al tempo in servizio, che ne riduce l'affidabilità. il fenomeno aumenta il rischio di perdita di contenimento e altri guasti, inoltre ha dimostrato di essere un fattore determinante in molti incidenti nell'industria di processo [2].
Per affrontare il problema, i gestori degli impianti possono adottare approcci diversi, tra cui la *Life Cycle Management* [3] e l'*Asset Management* [4]. Nell'industria di processo, l'approccio più popolare è quello del controllo basato sul rischio (*Risk-Based Inspection*), definito da alcuni standard, tra cui API 580/581 *Risk Based Inspection* (RBI) [5,6] e *Risk Based Inspection Framework* (RBIF) [7]. I metodi RBI sono nati per ottimizzare i costi delle ispezioni, attraverso il confronto con i livelli di sicurezza. Per questa ragione è sempre comunque necessario uno sforzo al fine di adattare questi approcci alle richieste della legislazione Seveso.
In questo contesto, solo poche autorità competenti nazionali hanno pubblicato linee guida generali per la gestione dell'invecchiamento [8], questi seguono lo stesso approccio

proposto da RBI e non sostituiscono l'uso di codici standard. Gli approcci RBI introducono alcuni fattori di compensazione nella valutazione delle frequenze di incidente per tener conto della specificità dell'impianto, della complessità, dei meccanismi di danneggiamento, del sistema di gestione, etc. L'uso di tali fattori è fatta soggettivamente dai gestori degli impianti, ma la nuova Direttiva impone di dimostrare alle Autorità di Controllo l'adeguatezza delle scelte. La necessità di condividere con dette Autorità alcuni aspetti della gestione del rischio aumenta la necessità di ridurre gli elementi di incertezza presenti nei modelli RBI di valutazione.

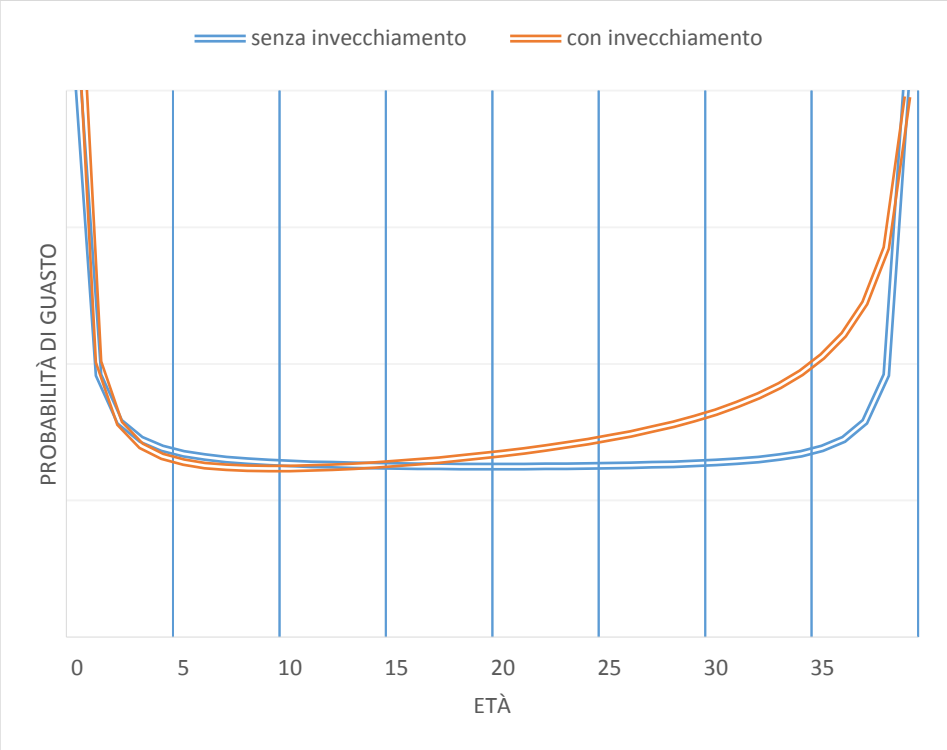


Figura 1. Dipendenza del rateo di guasto dall'età attrezzatura (curva vasca da bagno)

Come discusso da Pittiglio et al. [9], la prima incertezza deriva dalla conoscenza inadeguata relativa le modalità e le probabilità di guasto; ulteriori incertezze si sommano nelle successive fasi del procedimento di calcolo delle frequenze [10,11]. L'ipotesi che la probabilità di guasto sia indipendente dal tempo è alla base delle analisi del rischio, condotte secondo pratiche correnti per tutte le attività "Seveso". Questa ipotesi deriva dalla nota curva a "vasca da bagno", secondo la quale l'affidabilità di un componente è costante nel tempo, considerando il periodo compreso fra l'inizio e la conclusione del ciclo di vita. L'ipotesi cade man mano che l'età dell'apparecchiatura cresce (Figura 1), pertanto alcuni eventi, che nell'analisi sono esclusi perché aventi una frequenza < 10^{-6} eventi/anno, potrebbero diventare credibili a causa dell'aumento della probabilità di guasto indotta dai fenomeni d'invecchiamento. I possibili meccanismi di deterioramento possono includere l'erosione, la corrosione ambientale, la corrosione interna, la fatica meccanica, la fatica termica, etc. In una tipica raffineria almeno 62 meccanismi devono essere presi in considerazione [12], ulteriori sono presenti in impianti chimici più specializzati. Nella maggior parte dei casi il processo di deterioramento è un meccanismo lento, quindi gli effetti dell'avanzamento inesorabile delle varie forme di deterioramento si rilevano solo dopo un tempo lungo. In maniera molto semplicistica si può dire che lo scopo della gestione sicura

dell'invecchiamento è di rallentare il più possibile la crescita della curva "vasca da bagno" in modo da prolungare la vita dell'impianto.
Questo articolo è strutturato come segue. Nella sezione 2 si delineano gli obiettivi del lavoro. La sezione 3 analizza la normativa tecnica settore disponibile sull'argomento (API, CEN, UNI, ISO). I risultati dell'analisi sono stati usati nella sezione 4 per definire un metodo per il controllo delle procedure di gestione invecchiamento, da includere nel protocollo delle ispezioni richieste dalla Direttiva Seveso III. Le conclusioni del lavoro sono riportate nella sezione 5.

2. Obiettivi

L'obiettivo del lavoro è fornire uno strumento per valutare in tempi ristretti la complessiva adeguatezza delle attività messe in atto dal manager industriale al fine di gestire in modo sicuro il processo d'invecchiamento degli impianti. Lo strumento può essere utilizzato sia dal gestore dello stabilimento per un'autovalutazione che dagli enti esterni (auditor privati o pubblici) che sono chiamati a fornire una valutazione di adeguatezza in tempi molto ristretti. È fuori dallo scopo di questo articolo discutere quale standard sia più adatto per la gestione dell'invecchiamento, poiché il manager industriale è libero di scegliere l'approccio preferito.

3. Metodi

L'analisi della letteratura e della normativa tecnica ha permesso di comprendere le caratteristiche delle procedure disponibili per la valutazione dell'invecchiamento degli impianti e identificare tutti i fattori che contribuiscono al fenomeno. Come riportato sopra, la discussione verte sull'approccio RBI, che il più diffuso nell'industria chimica e petrolifera per gestire l'integrità delle attrezzature. All'interno di questo schema, il programma di ispezione (frequenza e tecniche d'ispezione) è determinato sulla base di una conoscenza dettagliata dei meccanismi di deterioramento a cui sono esposte le apparecchiature. Il programma di manutenzione, pur separato da quello di ispezione, dovrebbe mantenere un certo grado di coerenza. I modelli di deterioramento teorici forniscono previsioni teoriche sulle aspettative di tempo di esercizio delle attrezzature utilizzando dati misurati direttamente nelle ultime ispezioni ed, eventualmente, integrati da dati di monitoraggio continuo se disponibili. L'intervallo temporale e la tecnica di misura da utilizzare per la successiva ispezione sono selezionate in modo da mantenere il livello di rischio (definito come la combinazione di probabilità di guasto e la gravità delle conseguenze) entro i limiti fissati.
Prima dell'emanazione della Direttiva Seveso III e del D.Lgs 105/2015, la gestione dell'integrità apparecchiatura era stata eseguita con una certa libertà, limitata solo dagli obblighi delle verifiche periodiche, come prescritto dalle normative per alcuni tipi di apparecchiature critiche (ad esempio recipienti e tubazioni in pressione). La nuova legislazione aumenta le responsabilità del gestore, al fine di controllare i rischi dovuti all'invecchiamento e alla corrosione. L'attenzione al problema "invecchiamento" non è posta dal D.Lgs 105/15 in termini cogenti. Negli impianti con più di trenta anni di esercizio per il gestore diventa assolutamente urgente prevedere attività supplementari, al fine di gestire il problema invecchiamento anche per non incorrere in evitare responsabilità penali per eventuali incidenti dovuti a corrosione di tubature o recipienti in pressione o altri fenomeni. La gestione dell'integrità, nella quale rientra l'invecchiamento, è comunque un'attività che accompagna tutto il ciclo dell'impianto e, secondo l'approccio RBI, è sempre basata su tre elementi:

a) Conoscenza approfondita di tutti i meccanismi di deterioramento (chimici e fisici, interni ed esterni, continui o occasionali), ai quali può andare incontro l'attrezzatura;

b) Informazione e documentazione di tutta la storia dell'attrezzatura, a partire dai codici di progettazione adottati, dai materiali utilizzati, dalle diverse condizioni di utilizzo, da tutte le riparazioni e modifiche intervenute nel corso degli anni;
c) Misurazione di parametri di monitoraggio, inclusi i dati specifici di deterioramento, derivati dalle misurazioni e prove non distruttive, ed i numerosi dati indiretti che, intelligentemente elaborati, contribuiscono al monitoraggio delle condizioni di integrità e funzionalità dell'impianto.

Da un punto di vista fisico il deterioramento delle attrezzature non è altro che un aumento dell'entropia. Per rallentare il naturale aumento occorre fornire lavoro attraverso i tre canali della conoscenza, dell'informazione e della misurazione.

La premesse di un invecchiamento sicuro collocano già nella fase iniziale del tempo di vita, quando si documentano con scrupolo le fasi di progettazione e costruzione. I materiali innovativi, utilizzati per la costruzione, possono creare problemi se non si approfondisce la conoscenza sui loro comportamenti chimico-fisici in funzione dei possibili stress (e.g., cicli termici, fluidi aggressivi). Le informazioni sulla storia delle attrezzature diventano preziose per le formulare decisioni giuste quando si chiede di estendere l'esercizio. Sulla base della conoscenza delle leggi fisiche che regolano il deterioramento e delle informazioni raccolte, si potranno predisporre piani di misurazione diretta ed indiretta che permettono di predire in modo credibile il comportamento futuro dei materiali. Se la conoscenza dei meccanismi non è adeguata, piuttosto che seguire un approccio fisico, si può adottare un approccio empirico, affidandosi a generiche curve di decadimento. Se mancano del tutto le informazioni sulla vita pregressa o, peggio ancora, la conoscenza dei meccanismi di deterioramento è troppo povera, i dati non bastano per decidere in modo adeguato l'estensione della vita dell'apparecchiatura.

Uno degli aspetti importanti dello standard RBI, in particolare dell'approccio API, è l'importanza attribuita al fattore gestionale. La valutazione del sistema di gestione, per il quale API 581 fornisce anche una *check-list* estremamente dettagliata, costituisce uno dei principali modulatori per calcolare il livello di rischio. Lo standard non interviene solo nella fase di pianificazione delle ispezioni, secondo esso le basi devono radicarsi in tutti i punti del sistema di gestione, a cominciare dalla definizione della politica, dalla formazione e dalla valutazione del rischio. La gestione documentale deve accompagnare l'intero ciclo di vita delle attrezzature e mantenere disponibili tutte le informazioni necessarie al fine di indirizzare le attività successive.

Essendo standard americani, si deve rilevare che comunque le API 580 e 581 non tengono conto della "legislazione Seveso", di fatto al di fuori dell'Europa non esiste un sistema simile a quello definito dalla Direttiva Seveso. Il progetto RIMAP era nato a suo tempo proprio per fornire all'industria europea un sistema RBI più consono all'approccio "Seveso". Uno dei principali obiettivi di RIMAP, ereditati poi nella nuova norma RBIF [3], era quello di ottenere un'ottimizzazione dei costi di controllo e manutenzione migliorando la sicurezza, la salute e le prestazioni. RBIF, inoltre, è basato sull'ISO 31000:2009 a differenza di API, questo facilita la compatibilità con le norme basate sulle definizioni ISO 31000, prima fra tutto la ISO 55000:2014 sulla gestione degli asset civili ed industriali, che è di notevole importanza per le aziende di maggior dimensioni [4]. Il nuovo standard atteso per la sicurezza sul lavoro ISO 45000 dovrebbe essere basato anch'esso sulle definizioni dell'ISO 31000 e quindi dovrebbe potere coesistere con RBIF.

Nell'ambito normativo nazionale, il CTI (Comitato Termotecnico Italiano), ente federato UNI, è stato particolarmente tempestivo nel pubblicare, ancor prima del recepimento Italiano della Direttiva Seveso III, una specifica tecnica sulla RBI che si integra perfettamente con gli obblighi di legge, per quanto riguarda sia la verifica delle attrezzature in pressione che la prevenzione degli incidenti rilevanti [13]. Questo documento non è un'alternativa a quanto

prodotto a livello europeo o americano (CEN, API ASME) ma piuttosto una guida per trasferire gli standard internazionali al contesto nazionale.
Fra i paesi europei, Francia e Regno Unito si sono attivati per dotare i gestori di strumenti semi-ufficiali per gestire al meglio la questione dell'invecchiamento. A differenza della citata norma tecnica italiana, il documento britannico non si concentra sul sistema RBI, ma dà indicazioni molto dettagliate per individuare i fattori diretti ed indiretti che concorrono ad accelerare i processi di deterioramento e quelli che invece contribuiscono a rallentarli. Anche il documento francese, pur contenendo molti riferimenti al sistema RBI, è più un documento di studio che una vera guida operativa.

4. Valutazione e gestione invecchiamento presso gli impianti Seveso

La gestione dell'invecchiamento delle attrezzature deve integrarsi nel SGS-PIR, come definito nell'allegato B del D.Lgs 105/2015. I contenuti del SGS-PIR sono dettagliati dallo standard UNI 10617:2012 [14], richiamato esplicitamente dal D.Lgs 105/2015. Nessuno dei due documenti tratta in modo esplicito la questione invecchiamento, se non per quanto riguarda il piano di integrità delle attrezzature critiche, che si richiede venga predisposto ed attuato in modo da garantire l'affidabilità e disponibilità prevista per ogni parte dell'impianto, in congruenza con i risultati emersi dalla valutazione dei rischi. La linea guida per l'attuazione dell'UNI 10617, la UNI 10616:2012, è un po' più esplicita e ha un'appendice dedicata alla pianificazione delle ispezioni e dei controlli [15]; in essa si introduce il concetto di "durata operativa" delle attrezzature, che è necessario valutare per assicurare le condizioni di sicurezza. La conoscenza dell'affidabilità dei componenti e le informazioni raccolte e conservate per tutta la "durata operativa" sono considerati come essenziali per avere un programma di gestione delle ispezioni, che in modo sistematico assicuri idoneità e funzionalità delle attrezzature. Questi punti sono fondamentali per una gestione dell'integrità delle attrezzature in tutte le fasi del ciclo di vita dell'impianto, qualcosa in più va considerata, nel caso in cui si debba o si voglia prolungare la "durata operativa" delle attrezzature. I punti specifici da includere per una gestione dell'integrità, adeguata all'invecchiamento sicuro, sono la valutazione dinamica del rischio in funzione delle condizioni delle attrezzature, l'identificazione e valutazione per ogni elemento critico dei meccanismi di deterioramento, dei modi e delle probabilità di guasto, i criteri di decisione relativi alle azioni (prove riparazioni continuazione dell'esercizio dismissioni) da compiere sulle attrezzature nella fase conclusiva del ciclo di vita.
Fondamentale per ogni sistema di gestione è l'audit periodico che deve essere pianificato su base regolare per individuare i punti deboli del sistema ed attuare un miglioramento continuo. Negli stabilimenti "Seveso", oltre agli audit "interni", sono previsti degli audit obbligatori organizzati dalle autorità competenti. Nel corso di un audit del SGS-PIR dovrà essere verificata, dove presente, l'adeguatezza della gestione dell'invecchiamento. Come detto sopra, diversi fattori, utilizzati nell'ambito di un approccio RBI, inevitabilmente introducono incertezze; pertanto è fondamentale limitare la loro propagazione e garantire che le attività di controllo e revisione, in particolare audit interni e verifiche ispettive gestite dalle autorità competenti, siano sufficienti a mantenere il rischio sotto dei livelli di accettabilità.

4.1 Check –list

La *check-list* dell'API 581 appare molto onerosa, per rientrare in uno schema di audit del SGS-PIR, inoltre il suo scopo è molto generale. Per avere uno strumento più agile e specifico, nell'ambito PIR è stata sviluppata una lista di controllo con un sistema di punteggio a indice. Lo sviluppo di tale *check-list* si basa su un'analisi di tipo *fish-bone*, finalizzata ad individuare i fattori che hanno un inevitabile effetto accelerante sull'invecchiamento ed i

fattori che, fornendo lavoro al sistema, hanno l'effetto di rallentare od invertire la naturale tendenza entropica.
Il diagramma in Figura 2 mostra in forma sintetica i meccanismi individuati con l'analisi svolta. Le ispezioni si riferiscono alla verifica dell'integrità meccanica dei sistemi ed è un elemento particolarmente rilevante, perché l'uso di tecniche più precise e affidabili è premiato, poiché al momento l'ultima ispezione effettuata, esse riducono l'incertezza legata alla reale condizione dei materiali. I fattori legati all'efficacia dell'ispezione nei confronti di meccanismi di deterioramento specifici (ad esempio, ad alta temperatura/pressioni, fluidi corrosivi, agenti chimici, etc.) sono ben definiti nella parte 2 di API 581 [6], almeno per i tipi di deterioramento comuni dell'industria petrolifera.

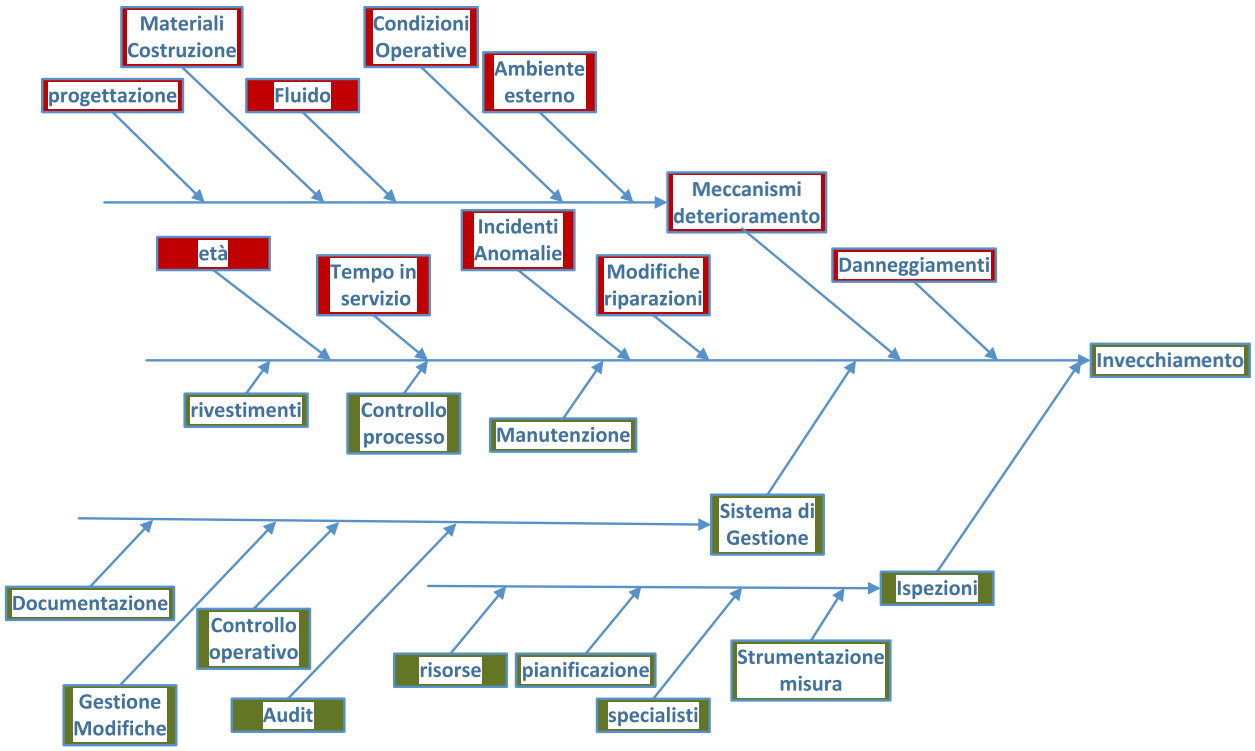


Figura 2. Modello "fishbone" per l'invecchiamento. Nei blocchi superiori i fattori che accelerano, in quelli inferiori quelli che rallentano il fenomeno.

Due fattori, che non si riferiscono a entità direttamente misurabili, sono quelli concernenti la complessità e il sistema di gestione; questi sono qualitativamente stimati. Il fattore di sistema di gestione dipende dai risultati degli audit indipendenti effettuati sul sistema di gestione. Nella *check-list* e nel calcolo degli indici i fattori acceleranti danno luogo a penalità, mentre quelli rallentanti danno luogo a compensazioni. Per avere delle valutazioni coerenti si considera il range di variabilità del fattore e si attribuisce un valore in funzione del posizionamento rispetto ai valori di massimo e minimo. Così, in questo lavoro sono definite quattro categorie: 1 = basso; 2 = medio; 3 = medio-alto; 4 = alto. Queste categorie valgono per penalità e compensazioni a meno, ovviamente, del segno che sarà negativo per le penalità e positivo per le compensazioni. Successivamente si farà una media pesata dei fattori acceleranti, per ottenere un primo indicatore di vulnerabilità o "propensione" all'invecchiamento, che avrà valore compreso tra 1 e 4. Per quanto riguarda i pesi in questa fase si assumono tutti pari a 1 lasciando la libertà all'utilizzatore di fissare dei valori diversi. Allo stesso modo anche i fattori di controllo (o compensativi) vanno mediati per ottenere un indicatore di capacità di controllo dei fenomeni, sempre oscillanti fra 1 e 4. Se l'indicatore della capacità di controllo risulta minore dell'indicatore di propensione all'invecchiamento è

evidente che sussistono delle gravi criticità, che fanno ritenere che la gestione non sia adeguata e che il rischio di eventi incidentali sia decisamente aumentato rispetto all'inizio della ciclo di vita dell'impianto, proprio per i problemi di "invecchiamento" delle attrezzature. Al contrario se l'indice di controllo è decisamente superiore alla propensione all'invecchiamento si può ritenere che il rischio si sia mantenuto ai livelli iniziali.

5. Lista di riscontro dei fattori che influenzano l'invecchiamento

La lista di riscontro qui illustrata è costruita sulla basi dell'analisi descritta nella Sezione precedente. I fattori acceleranti danno luogo a penalità nel calcolo degli indici, i fattori frenanti danno luogo a penalità.

5.1. Fattori acceleranti (penalità)

I fattori che accelerano sono riportati nella Tabella 1 ed includono:
Età di costruzione e ore di esercizio: Questi fattori devono essere considerate insieme, in quanto si riferiscono alla durata delle operazioni all'interno dell'impianto, pertanto l'età reale del sistema deve essere sottratta dei periodi di inattività. Tali fattori sono rispettivamente definiti come il rapporto "età attuale/età massima di progetto" e "Ore attuali di esercizio/Ore max di servizio progettate". Per ogni componente, deve essere scelto il parametro più rappresentativo (ad es. per impianti di una raffineria si può far riferimento all'età, mentre per le caldaie devono essere contate le ore di funzionamento). Si assume un range di variabilità da 0 a 150%.

Fattore	Descrizione	Range	Punteggio (f)
Age In-service time	Rapporto "età attuale/età massima di progetto" Rapporto "Ore attuali di esercizio/Ore max di servizio progettate"	0 ÷ 150%	(1) $\Rightarrow f \leq 90\%$ (2) $\Rightarrow 90 < f \leq 100$ % (3) $\Rightarrow 100 < f \leq 120$ % (4) $\Rightarrow f > 120\%$
Shut-down	Rapporto "n° fermate inattese/n° fermate totali"	0 ÷ 0,7	(1) $\Rightarrow f \leq 0,1$ (2) $\Rightarrow 0,1 < f \leq 0,25$ (3) $\Rightarrow 0,25 < f \leq 0,5$ (4) $\Rightarrow f > 0,60$
Guasti meccanici	Confronto con valori di riferimento dei tassi di guasto (*failure rates*)	0 ÷ 1	(1) $\Rightarrow f \leq 10^{-3}$ (2) $\Rightarrow 10^{-3} < f \leq 0.5 \cdot 10^{-3}$ (3) $\Rightarrow 0.5 \cdot 10^{-3} < f \leq 10^{-2}$ (4) $\Rightarrow f > 10^{-2}$
Difetti identificati	Relativo alla percentuale di componenti danneggiati (rilevati tramite ispezione) e all'entità dei difetti	vedi Tabella 2	vedi Tabella 2
Meccanismi di deterioramento	Relativo alla capacità di rilevare il danno, alla velocità di propagazione, al livello di variabilità e conoscenza del fenomeno.	vedi Tabelle 3	vedi Tabelle 3

Tabella 1. Fattori di penalizzazione

Shut-down: Questo fattore è il rapporto "n° fermate inattese/n° fermate totali". È evidente che numerose fermate d'impianto accelerano l'invecchiamento, sulla base dell'esperienza se il numero di fermate impreviste supera 2/3 delle totali si può ragionevolmente ritenere che il sistema è fuori controllo. Si assume un range di variabilità da 0 a 0,7.
Incidenti/anomalie (guasti meccanici): Questo fattore comprende solo i guasti meccanici dei componenti. Quantitativamente è dato dal reale tasso di guasto registrato sui componenti

per un arco temporale di riferimento. L'incidenza va confrontata con il tasso di guasto riportato per la tipologia in database internazionali riconosciuti (e.g. FRED [16]). Il campo di variabilità in assunto in questo è 0,3 ÷ 3 in alternativa andrebbero specificate le tipologie di componenti e fissare i relativi valori limite. *Difetti identificati*: I difetti si classificano rispettivamente in leggeri e gravi, a seconda se essi compromettono la stabilità delle operazioni e necessitano di essere riparati. Questo fattore si riferisce ai difetti di componenti, che vengono rilevati attraverso controlli, ma che non compromettono la loro funzione. Esso è legato alla percentuale di componenti danneggiati e all'entità dei difetti, questi sub-fattori contribuiscono in linea come indicato in Tabella 2.

Punteggio	Componenti danneggiati (1÷10%)	Difetti lievi (0÷100%)	Difetti gravi (0÷100%)
1	1%	100%	0%
2	3%	75%	25%
3	5%	50%	50%
4	7%	25%	75%

Tabella 2. Punteggi per "Difetti identificati"

Meccanismi di deterioramento: Come indicato in Tabella 3, questo fattore è legato alla capacità di rilevamento dei principali meccanismi di danno (mediante ispezione), alla velocità di propagazione danni, al livello di variabilità e alla conoscenza del fenomeno. Il livello di variabilità si riferisce alla dipendenza del meccanismo da variabili che possono essere controllate (parametri operativi, composizione chimica delle correnti, etc.) o meno (inquinamento esterno, contaminazione delle correnti in ingresso, etc.), mentre il livello di conoscenza del meccanismo si riferisce alla sua comprensione e, quindi, alla disponibilità di tecniche per il suo controllo. Il contributo di ciascun sub-fattore di Tabella 3 non è in linea, pertanto il fattore finale è dato dal prodotto di ciascun parametro. Ai fini di valutazione in ambito Seveso, devono essere considerate solo le attrezzature critiche, così come individuate nell'analisi del rischio, cioè quelle attrezzature per le quali un guasto, indipendentemente dalla probabilità di accadimento, può essere causa diretta o indiretta del verificarsi di un rilascio di sostanza pericolosa, con possibili conseguenze incidentali (irraggiamenti termici, sovrappressioni e diffusione di sostanze tossiche).

Punteggio	Tecnica di rilevazione	Velocità di propagazione	Livello di variabilità (0÷100%)	Livello di conoscenza (0÷100%)
1	Ispezione visiva	40 anni	0%	0%
2	Monitoraggio possibile	15 anni	30%	30%
3	Strumentazione semplice	5 anni	60%	60%
4	Strumentazione complessa	1 anno	100%	100%

Tabella 3. Punteggi per "Meccanismi di deterioramento"

5.2. Fattori frenanti (compensazioni)

I fattori che rallentano l'invecchiamento sono riportati nella Tabella 4 ed includono:
Sistema di gestione generale: Questo fattore riguarda la struttura del sistema di gestione generale; esso può essere conforme alla normativa, integrato (parzialmente o totalmente) con i sistemi di controllo e di gestione della manutenzione oppure può essere un sistema di gestione delle risorse basato sul rischio (non certificato, ma sotto un controllo esterno). Il punteggio per questo fattore viene assegnato tenendo conto del livello delle informazioni contenute in esso.

Pianificazione e storico ispezioni: Questo fattore è legato alla pianificazione delle ispezioni e ai risultati dei test che verificano la funzionalità e l'integrità del sistema, nonché al tempo trascorso dalle ispezioni precedenti (come indicato in Tabella 5). Le ispezioni possono essere programmate come imposto dalla legislazione (minimo richiesto), secondo *good practices* o linee guida e, infine, secondo un approccio basato sul rischio. I risultati delle test di verifica della funzionalità e dell'integrità del sistema rispettivamente forniscono la percentuale di componenti con difetti lievi (cioè per i quali la funzionalità non è compromessa) e la percentuale di quelli la cui integrità non è compromessa.

Fattore	Descrizione	Range	Punteggio (*f*)
Sistema di gestione generale	Secondo quanto previsto dalla normativa, integrato con i sistemi di ispezione e manutenzione oppure basato sul rischio.	1÷4	(1) ⇒ in accordo alla normativa (2) ⇒ parzialmente integrato (3) ⇒ totalmente integrato (4) ⇒ risk-based
Pianificazione e storico delle ispezioni	Dipende dalla programmazione delle ispezioni, dai risultati di test di funzionalità e integrità e dalla tempistica di conduzione pianificati delle ispezioni.	vedi Tabella 5	vedi Tabella 5
Efficacia e appropriatezza delle ispezioni	Tiene conto dell'adeguatezza ed dell'efficacia delle ispezioni fra le varie tipologie	vedi Tabella 6	vedi Tabella 6
Misure protettive specifiche	Utilizzo di *cladding* e *lining*	vedi Tabella 7	vedi Tabella 7
Sistemi di controllo	Riferimento IEC 61511 o equivalenti	vedi Tabella 8	vedi Tabella 8
Audit	Relativo alla frequenza degli audit e ai loro risultati	vedi Tabella 9	vedi Tabella 9

Tabella 4. Fattori di compensazione

Per quanto riguarda il tempo trascorso dalle ultime ispezioni, può essere ovviamente superiore a quello della frequenza pianificata. Pertanto occorre verificare se le ultime ispezioni siano state effettuate nei tempi previsti, il parametro di riferimento è la percentuale di ispezioni attuate oltre le scadenze previste oppure non ancora attuate, seppure pianificate. Altri parametri possono essere possibili discrepanze fra pianificazione, programmazione e attuazione. Il periodo di osservazione può essere fissato ragionevolmente agli ultimi dieci anni di vita dell'impianto. Il contributo di ciascun sub-fattore non è in linea e il fattore finale è dato dalla media di ciascun parametro.

Punteggio	Pianificazione delle ispezioni	Risultati test di funzionalità (% componenti non danneggiati)	Risultati test di integrità (% componenti non danneggiati)	% di ispezioni attuate oltre le scadenze previste oppure non attuate	Tempo medio da ultima ispezione (anni)
1	In accordo alla normativa	96%	98%	50%	>10
2	Secondo good practices o linee guida	97%	98,5%	70%	6
3	Secondo good practices o linee guida	98%	99%	90%	4
4	Risk-based	99%	99,5%	99%	2

Tabella 5. Punteggio per "Pianificazione delle ispezioni"

Efficacia e appropriatezza delle ispezioni (riferite alle ispezioni realmente fatte): Questo fattore tiene conto dell'estensione delle misure effettuate, in termini di frazioni percentuali di membrature direttamente misurate, del livello di affidabilità delle misurazioni e dell'appropriatezza delle misurazioni in funzione dei meccanismi di danneggiamento in atto. I riferimenti per appropriatezza sono le tabelle di associazione "meccanismi di danno-metodo di ispezione", per l'affidabilità il livello di errore associato agli strumenti utilizzati, riportate da standard riconosciuti (come UNI 11325-8 appendice B). Il fattore è definito come la percentuale di ispezioni appropriate fra quelle attuate nel periodo di riferimento (10 anni). Per l'efficacia delle ispezioni bisogna considerare i vari tipi di misura ed in particolare l'estensione, il grado di copertura ottenibili, la probabilità di rilevare tutti o parte dei danni. Nella Tabella 6 si riportano i valori di riferimento per l'esame visivo. Una trattazione specifica per ogni tipo di misura si trova nelle "Guidelines for Assigning Inspection Effectiveness" (API 581 parte. 2). Infine l'ultimo elemento che contribuisce all'efficacia delle ispezioni è la qualificazione degli ispettori, che fa in particolare riferimento alla norma UNI/ISO 9712[17].

Punteggio	Adeguatezza ispezioni (%)	Efficacia/estensione delle ispezioni	Qualificazione ispettori / ditta
1	100%	Molto efficace - In grado di rilevare il danno in (quasi) tutti i casi (90-100% dei casi con esame visivo)	Dimostrata competenza/esperienza
2	90%	Efficace - In grado di rilevare il danno nella maggior parte dei casi (50% dei casi con esame visivo)	Ispettori qualificati secondo Norma UNI EN ISO 9712:2012 fino a Livello 2
3	80%	Sufficientemente efficace - In grado di rilevare il danno in almeno la metà dei casi (20% dei casi con esame visivo)	Ispettori tutti qualificati secondo Norma UNI EN ISO 9712:2012 fino a Livello 3
4	60%	Poco efficace - In grado di rilevare il danno solo in una parte dei casi (5% dei casi con esame visivo)	Ispettori tutti qualificati secondo Norma UNI EN ISO 9712:2012 fino a Livello 3 e Ditta certificata in qualità per le misurazioni

Tabella 6. Punteggio per "Efficacia ispezioni"

Modifiche protettive specifiche (meccaniche): Questo fattore entra in gioco nel caso di utilizzo di rivestimenti interni speciali (*cladding* e *lining*). In questo caso più che l'età delle attrezzature conta l'età del rivestimento. In caso di meccanismi di danneggiamento esterno andrebbe considerata analogamente l'età del trattamento superficiale, il cui effetto non è mai così completo. La presenza di misure specifiche, ove applicabile, deve essere considerata come riportato in Tabella 7.

Punteggio	Ultima ispezione	Condizioni di conservazione
1	>20 anni (per rivestimenti in lega /vetro) > 10 anni per fibra di vetro > 5 anni per refrattari	Povere
2	15 ÷ 20 anni (per rivestimenti in lega /vetro) 7 ÷ 10 anni per fibra di vetro 4 ÷ 5 anni per refrattari	Medie
3	10 ÷ 15 anni (per rivestimenti in lega /vetro) 5 ÷ 7 anni per fibra di vetro 2 ÷ 4 anni per refrattari	Buone
4	< 10 anni (per rivestimenti in lega /vetro) < 5 anni per fibra di vetro < 2 anni per refrattari	Perfette

Tabella 7. Punteggio per "Misure protettive specifiche (lining cladding)"

Sistemi di controllo: Il controllo stretto dei parametri di processo (pressione, temperatura, flussi, etc.) è un fattore che contribuisce ad evitare situazioni che possono aumentare più del dovuto lo "stress" cui sono sottoposti i materiali. In particolare il minimo livello riconoscibile è l'adozione di sistemi di basati su sensori e regolatori che controllano i parametri di esercizio, incluse temperatura, portata, e pressione. L'adozione di standard che garantiscano l'affidabilità dei sistemi elettronici preposti allo scopo (IEC 61508 e IEC 61511) [18,19] può essere considerato un elemento premiante anche ai fini di un invecchiamento sicuro. Un livello elevato di sicurezza prescelto nell'ambito dell'applicazione di IEC 61511 è un fattore di ulteriore di apprezzamento (Tabella 8).
Audit: Questo fattore fa riferimento alla conduzione di audit e comprende una valutazione della frequenza con cui sono eseguiti e i loro risultati (non conformità rilevate utilizzando una lista di controllo), come mostrato nella Tabella 9. La frequenza dei controlli potrebbe essere conforme alla normativa, prevista al segnale di anomalie o aumentata nel corso dell'anno oppure sotto un controllore esterno. Il contributo di ciascun sub-fattore di Tabella 9 non è in linea e il fattore finale è dato dal prodotto di ciascun parametro.

Punteggio	Tipologia di sistema di controllo
1	Nessun sistema
2	DCS
3	DCS, IEC 61508 / IEC 61511 SIL 1-2
4	DCS, IEC 61511 SIL 3-4

Tabella 8. Punteggio per "Sistemi di controllo"

Punteggio	Frequenza di audit	% conformità (0÷5%)
1	Solo obblighi di legge	5%
2	Segnale di anomalie	3%
3	2 volte all'anno	2%
4	Un controllo esterno per anno	1%

Tabella 9. Punteggio per "Audits"

6. Conclusioni

Questo lavoro, attraverso un attento esame della letteratura tecnica, ha permesso l'identificazione dei fattori che contribuiscono all'invecchiamento degli impianti. Tali fattori agiscono sia all'accelerazione che al controllo del fenomeno. La definizione qualitativa delle incertezze associate con questi fattori, per mezzo di una classificazione in quattro livelli e basata sull'esperienza maturata all'interno del settore chimico, ha permesso di delineare una metodologia speditiva per verificare se l'invecchiamento dell'impianto è gestito in modo sicuro, in accordo a quanto richiesto dalla recente Direttiva Seveso III. Questo metodo può essere applicato sia per un'autovalutazione da parte del gestore che per la valutazione indipendente condotta da auditor esterni. Resta ancora da definire il peso da dare ai vari fattori e sub-fattori utilizzati, che attualmente è a discrezione del valutatore. La raccolta di report di applicazione del metodo darà la possibilità di definire in modo condiviso i pesi da attribuire basandosi sull'esperienza nel settore.

Bibliografia

[1] Wintle J, Moore P, Henry N, Smalley S, Amphlett G. 2006 Plant ageing. Management of equipment containing hazardous fluids or pressure. Health and Safety Executive Report no. RR509 www.hse.gov.uk

[2] Horrocks P, Mansfield D, Thomson J, Parkerv K, Winter P. 2010 Plant Ageing Study Phase 1 Report. Health and Safety Executive Report no. RR823. www.hse.gov.uk

[3] CEN CWA 16633 2013. Ageing behavior of Structural Components with regard to Integrated Lifetime Assessment and subsequent Asset Management of Constructed Facilities, Brussel, BE.

[4] ISO 55001, 2014, Asset management - Management systems - Requirements, Geneva, CH.

[5] API 580, 2009, Risk Based Inspection, Washington DC, USA.

[6] API 581, 2008, Risk Based Inspection, Base Resource Document, Washington USA.

[7] CEN CWA 15740, 2008, Risk-based inspection & maintenance procedures for European industry, Brussel, BE.

[8] INERIS, 2009, Rapport final - Benchmark international sur les réglementations et pratiques de maîtrise du vieillissement des installations industrielles. Report no. DRA-09-102957-07985C (in French).

[9] Pittiglio P, Bragatto P, Delle Site C. Updated failure rates and risk management in process industries *Energy Procedia*. 2014;45:1364 - 1371

[10] Flage R, Aven T. Expressing and communicating uncertainty in relation to quantitative risk analysis (QRA). *Reliability & Risk Analysis: Theory & Applications.* 2009;2(13):9-18.

[11] Milazzo MF, Aven T. An extended risk assessment approach for chemical plants applied to a study related to pipe ruptures, *Reliability Engineering and System Safety*. 2012;99:183-192.

[12] API, 2011, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, Washington, USA

[13] UNI 11325:Parte 8 (2013) Pianificazione delle manutenzioni su attrezzature a pressione attraverso metodologie basate sulla valutazione del rischio (RBI) Milano I

[14] UNI 10617:2012 Impianti a rischio di incidente rilevante Sistemi di gestione della sicurezza Requisiti essenziali, Milano I

[15] UNI 10616:2012 Impianti a rischio di incidente rilevante Sistemi di gestione della sicurezza Linee guida per l'attuazione della UNI 10617, Milanom I

[16] HSE 2012 Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments www.hse.gov.uk

[17] ISO 9712:2012 Non-destructive testing - Qualification and certification of NDT personnel, Geneva CH

[18] IEC 61508: 2010 Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems, Geneva CH

[19] IEC 61511-1:2016 Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector, Geneva CH

Rinforzi strutturali in fibra di carbonio e resina PRS per apparecchiature, tubazioni e valvole, in seguito a warning da CND senza alcuna interruzione di operatività

L. Comel*, R. Grassetti*

*Coating inspector, GMA s.r.l.
**CEO, GMA s.r.l.

Sommario

All'interno di impianti a rischio rilevante, a seguito dei controlli previsti e/o delle segnalazioni di reparto, al fine di ripristinare la resistenza meccanica di tratti di tubazioni (o di apparecchi in genere) è talvolta necessario impiegare delle tecniche di riparazione temporanea, che consentano di contenere al minimo le ripercussioni sul funzionamento dell'impianto.
Il sistema GMA P.R.S. (Piping Recovering System) è una tecnica di ripristino che arriva laddove le soluzioni classiche, in primis l'applicazione di lamiere tramite saldatura, non risultano attuabili, o necessitano di espedienti o compromessi tali da inficiare la sicurezza degli operatori e dell'impianto stesso o la sua funzionalità. Il P.R.S., inoltre, consente di operare su impianto in marcia, al fine di limitare al minimo la perdita di produttività per il cliente.
Il sistema, nato da una lunga sperimentazione e grazie a test di laboratorio svolti in collaborazione con università e centri di ricerca, permette di ripristinare le condizioni di progetto di tubazioni e serbatoi in presenza di sottospessori e corrosioni e prevede la realizzazione di un composito in fibra di carbonio in matrice resinosa, dimensionato in base a calcoli matematici e con l'uso di un software apposito.
Nella presente memoria verrà descritta la teoria alla base del sistema, evidenziandone poi nel dettaglio il sistema di applicazione. Seguirà una discussione di alcuni case study di interesse su problematiche tipiche di impianto.

1. Introduzione

L'esperienza sul campo nell'ambito di siti ad alta criticità, quali ad esempio raffinerie ed impianti petrolchimici, e la collaborazione con laboratori di prova accreditati risulta fondamentale nella messa a punto di tecniche atte al ripristino rapido ed in piena sicurezza di impianti in marcia. Gli interventi possono interessare tubazioni, condotte, serbatoi e componenti varie, che contengano fluidi anche pericolosi, in un ampio range di temperature e pressioni.
L'obiettivo finale delle sperimentazioni svolte era quello di proporre delle tecniche di ripristino che potessero arrivare laddove le soluzioni classiche, in primis l'applicazione di lamiere tramite saldatura, non risultano attuabili, o, quanto meno, necessitano di espedienti o compromessi tali da inficiare la sicurezza degli operatori e dell'impianto stesso o la sua funzionalità. Ricordiamo infatti in questa sede che un altro degli obiettivi preposti era quello di poter operare su impianto in marcia, al fine di limitare al minimo la perdita di produttività per il cliente

1.1 La storia del sistema P.R.S.

L'evoluzione dei sistemi per un ripristino rapido ed efficace di problemi di perdite e/o corrosione di componenti di impianti si è basata su un principio base di fondamentale importanza, laddove, oltre a garantire elementi basilari quali sicurezza, rapidità ed efficacia nell'applicazione, massima flessibilità, si sia in grado di garantire la tenuta del sistema a lungo termine. Si tratta quindi di offrire una soluzione che mantenga le prestazioni previste almeno fino alla successiva fermata periodica, cosa che significa garantire una durata di almeno cinque anni.
Questo obiettivo ha portato alla realizzazione di un sistema che permette la riparazione tramite un laminato in materiale composito di fibre di carbonio inserite in una matrice polimerica, che, a seconda delle caratteristiche meccaniche e chimiche richieste può essere in resina vinilestere o epossidica.
Il dimensionamento del sistema si fonda su solide basi teoriche e sperimentali ed è sorretto da un software di calcolo ad hoc, che in base ai parametri operativi del componente da ripristinare (pressioni, dimensioni e coefficiente di sicurezza richiesto) è in grado di predire il numero di strati (fibre e resina) con cui comporre il laminato.
Queste soluzioni, al fine di garantire l'ottimale adesione al substrato metallico, necessitano di un'adeguata preparazione superficiale. Dal momento che le soluzioni classiche (granigliatura e/o preparazione manuale) non sempre sono attuabili sul sito per ragioni di contaminazione, spazio e sicurezza è possibile in alternativa l'utilizzo di affidabili ed efficaci dispositivi antiscintilla per la preparazione di superfici.

2. Il sistema P.R.S.

Il PRS (Piping Recovering System) si presenta come un sistema flessibile ed adattabile alla grande maggioranza delle esigenze, quali il recupero strutturale ed idraulico di componenti come tubazioni, serbatoi, ecc. che presentino zone sotto spessore dovute a processi corrosivi o danneggiamenti meccanici.
Il sistema consiste nell'applicazione sulla zona interessata di uno strato di materiale composito, a base di fibre di carbonio e resina. L'interposizione di uno strato di materiale di riempimento con elevate caratteristiche di resistenza alla compressione consente una trasmissione omogenea delle sollecitazioni dalla superficie al composito e l'assorbimento di eventuali differenze di dilatazione termica. L'ottima aderenza alla superficie metallica e le caratteristiche meccaniche del composito, restituiscono al componente le qualità di progetto e l'idonea resistenza chimica.
Per realizzare questo sistema sono state prese in considerazione una serie di resine base, quali le epossidiche, le vinilesteri e le epossivinilesteri di prima qualità. Per quanto riguarda le fibre, sono stati scelti tessuti in kevlar, carbonio e vetro in diverse grammature e tessiture.
Sulla base di questi elementi sono stati sviluppati dei primi prototipi che sono stati sottoposti a test presso un laboratorio esterno accreditato (CATAS SpA, San Giovanni al Natisone – UD), in particolare:

- Adesione delle finiture al supporto secondo UNI 9240 e ISO 4624
- Resistenza a flessione secondo ASTM D790
- Resistenza a trazione secondo ASTM D3039

Tali prove vengono periodicamente ripetute, al fine di verificare il mantenimento di una costante qualità delle lavorazioni.
Una volta identificate le soluzioni più idonee sono stati realizzati dei prototipi applicati su modelli di tubazioni di diverso diametro e sottoponendoli a prove di resistenza alla scoppio



Figura 1. Tubazione per la prova di scoppio con inserto in PRS

Dai dati ottenuti dalle prove di pressatura e scoppio e dalle prove di caratterizzazione, che hanno impegnato il nostro laboratorio per oltre 1 anno, l'ingegneria di GMA ha ricavato un programma di calcolo che permette, in base alle caratteristiche d'esercizio e dimensionali, di risalire al tipo di tessuto, allo spessore resistente da realizzare ed all'estensione del rinforzo da eseguire.

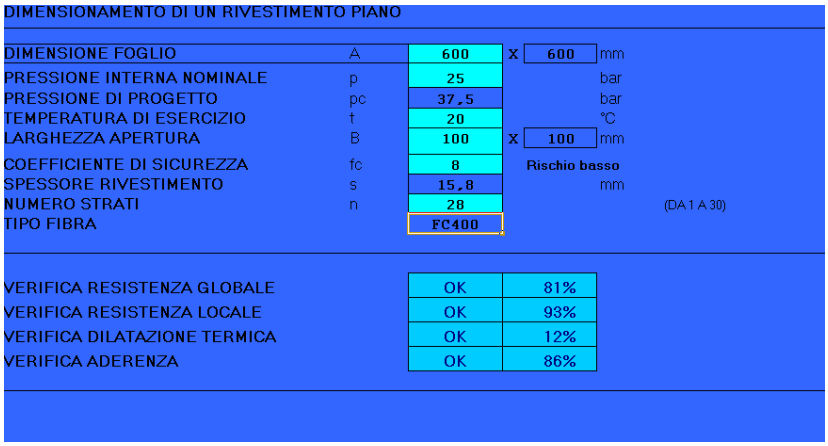


Figura 2. Schermata del software di dimensionamento del sistema PRS

L'applicazione può essere eseguita su qualsiasi superficie (piana o curva) e di qualunque estensione; lo spessore dello strato e il tipo di composito sono determinati in funzione dei parametri di esercizio del componente dal programma di calcolo che contempla i seguenti casi:

- Rivestimento totale di un tratto di tubazione
- Rivestimento parziale di un tratto di tubazione
- Rivestimento localizzato o totale di una superficie piana

Dopo la polimerizzazione della resina, il componente riacquista le caratteristiche meccaniche di progetto conferitogli dal PRS, senza alcuna interruzione del servizio
Il PRS elimina la necessità di ricorrere a tagli o a saldature, eliminando rischi ambientali ed aumentando la sicurezza. Sono anche evitate le possibilità di infragilimenti o criccature del metallo dovuti al processo di saldatura.
I criteri di calcolo e di dimensionamento nonché le modalità di realizzazione della riparazione prendono come riferimento la ASME PCC-2 Article 4.1 "Non-Metallic Composite Repair Systems for Pipelines and Pipework: High Risk Applications."
Per tutti i riferimenti teorici del calcolo e per le modalità di intervento si considerano inoltre i seguenti riferimenti normativi:

- UNI CEN ISO/TS 24817:2011: Industrie del petrolio, della petrolchimica e del gas naturale - Riparazioni di tubazioni per mezzo di materiale composito - Qualifica e progettazione, installazione, collaudo e ispezione
- CNR- DT 202/2005: "Istruzioni per Interventi di consolidamento statico di strutture metalliche mediante l'utilizzo di Compositi Fibrorinforzati"
- Il sistema PRS, infine, è stato giudicato coerente alle indicazioni della circolare Ispesl OO-07/0000821/10 (all. 1) da parte del consiglio Tecnico Attrezzature ed Insiemi a Pressione di INAIL

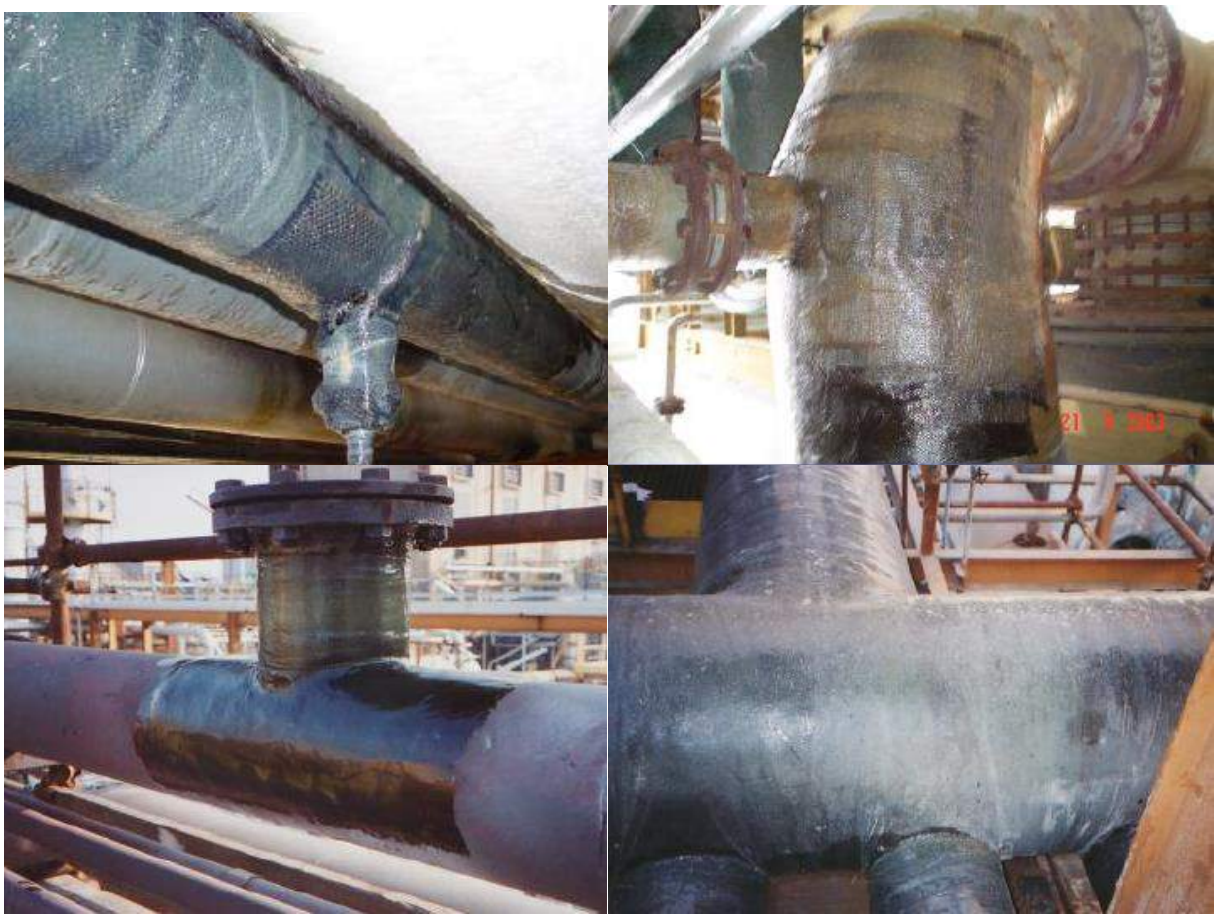


Figura 3. Alcuni esempi di applicazione: in senso orario tubazione DN 400, stacco DN80 su tubazione DN500, tubazione DN350, distributore DN700 con stacchi DN300

2.1 Procedimento di applicazione del sistema P.R.S.

L'applicazione consta delle seguenti fasi:
Preparazione della superficie, eseguita con sabbiatura mediante graniglia angolosa asilicogena (granulometria compresa fra 0.5 e 2.0 mm), o, in alternativa con dispositivi specifici anti scintilla. Ottenimento di una rugosità Rz ≥ 40 micron. Valutazione della preparazione superficiale secondo ISO 8501-1 e ISO 8503-4/5.
A seconda delle condizioni operative, applicazione di uno strato di primer chimico resistente (massimo 1 mm di spessore)
Applicazione del materiale di riempimento a base di resina caricata con inerte tixotropizzante al fine di riempire le eventuali discontinuità della superficie

Formazione dello strato di materiale composito formato da tessuto con fibre di carbonio e resina PRS. Il numero degli strati di tessuto è predeterminato dal nostro programma di calcolo, in funzione dei parametri d'esercizio (pressione e temperatura) e delle caratteristiche geometriche e dimensionali del componente. Gli strati devono essere applicati sempre su materiale fresco o in fase di catalisi. Qualora fosse prevista l'applicazione di uno spessore maggiore di 8 mm, sarà necessario lasciar polimerizzare i primi 8 mm per almeno 12 ore prima di successive applicazioni
Controlli e collaudi:

- Controllo visivo atto a garantire l'assenza di pori, inclusioni o fibre non impregnate
- Controllo degli spessori con calibro o spessimetro magneto-induttivo secondo ISO 12944 e SSPC PA-2.
- Misura della durezza del composito (>30°) mediante durometro Barcol (ASTM D2583)

Alla fine dell'ispezione verrà consegnato un report, integrato dalla relazione di calcolo

3. Casi di studio

3.1 Serbatoio di raffineria

Il presente lavoro, già oggetto di una presentazione al convegno MCM 2013 di Milano [1] riguarda il caso di una raffineria italiana, in cui, nel corso del 2012, a seguito di periodici controlli non distruttivi svolti con tecniche radiografiche, sono state individuate problematiche di tipo corrosivo a carico delle saldature longitudinali di due delle tre virole che compongono il mantello di un grande serbatoio con funzioni di accumulatore/separatore, contenente G.P.L. alla pressione operativa di circa 17 bar ed alla temperatura di 32°C [2].
Un intervento definitivo che prevedeva la sostituzione dell'apparecchiatura era già stato pianificato per i mesi successivi, nel corso di una fermata programmata dell'impianto, ma i risultati degli ultimi controlli avrebbero reso necessario un immediato fermo macchina, nell'attesa dell'accumulatore/separatore sostitutivo, la cui consegna avrebbe richiesto ancora diverse settimane.
Al fine di ottimizzare le modalità di intervento, viste le rilevanti dimensioni del manufatto (7,3 metri di lunghezza per 2,3 metri di diametro), il lavoro viene suddiviso in due fasi successive, dando precedenza al rinforzo strutturale delle 3 virole longitudinali (di cui due con indicazioni di fenomeni di tensocorrosione a carico delle saldature) e facendo seguire l'omologo intervento a carico dei due fondi bombati.
Tutte le fasi delle lavorazioni vengono svolte da personale esperto e qualificato e monitorate da tecnici aventi qualifica di ispettori di verniciatura INAC (Istituto Nazionale dell'Anticorrosione) e NACE (National Association of Corrosion Engineering).
L'intervento prevede dapprima la sabbiatura delle superfici, mediante l'uso di particelle di acciaio abrasivo, ottenendo una rugosità di 70-80 micron. Al fine di garantire la conformità delle superfici così preparate vengono eseguiti i controlli per la polvere residua e per i sali solubili.



Figura 4. Fasi di controllo delle superfici sabbiate

Si procede quindi alla creazione di un fascia di non aderenza in corrispondenza delle saldature indebolite, al fine di consentire un più efficace scarico delle tensioni. Successivamente a questa operazione, le superfici sabbiate vengono ricoperte della resina primer.
La fase successiva consiste nell'applicazione di una strato della resina "PRS" miscelata con materiale inerte, al fine di livellare le irregolarità superficiali, creare uno strato dielettrico che isoli il substrato metallico dalla fibra di carbonio ed offrire un omogeneo strato di adesione e distribuzione dei carichi per la deposizione del composito fibra/resina.
Si può poi procedere, come da requisiti progettuali, all'applicazione dei 32 strati di fibra di carbonio impregnati di resina "PRS" e con l'interposizione di fibra di vetro con il fine di favorire l'impregnazione e l'adesione fra gli strati. Lo spessore nominale del laminato finito sarà di circa 20 mm.



Figura 5. Applicazione del tessuto di fibra di carbonio

Nel corso dell'applicazione vengono costantemente monitorate le condizioni ambientali e valutate la durezza e gli spessori intermedi dell'applicazione, al fine di poter pianificare eventuali azioni correttive. In particolare viene posta particolare cura alla finitura delle zone potenzialmente critiche, quali ad esempio selle, bocchelli e passo uomo, ove eventuali irregolarità o difetti potrebbero comportare dei punti deboli per il rivestimento.



Figura 6. Aspetto finale del rivestimento “PRS” in corrispondenza di uno stacco sulla generatrice superiore del mantello

Il ciclo di rivestimento prevede infine l’applicazione di uno strato protettivo di resina vinilestere modificata in qualità di smalto trasparente (topcoat), al fine di migliorare la finitura superficiale e garantire la necessaria protezione al composito. A termine dell’applicazione, alla presenza dei responsabili dell’impianto, viene svolto da un ispettore il collaudo finale che, oltre al controllo visivo volto ad accertare l’assenza di difettosità, prevede il controllo degli spessori con strumento magnetico e del grado di reticolazione della resina e viene fornita al Cliente una dettagliata documentazione inerente all’intervento, che comprende le relazioni di calcolo dell’ingegneria, i verbali dei controlli intermedi e del collaudo finale, il report descrittivo dell’intero processo applicativo e la sequenza fotografica delle lavorazioni.



Figura 7. Aspetto finale del rivestimento “PRS” sul mantello del serbatoio

3.2 Impianto petrolchimico

L’intervento descritto è inerente alla riparazione temporanea di una linea DN150 di riciclo di un serbatoio contenente soda, sulla quale si è verificato un trafilamento da uno stacco DN25.
L’intervento pianificato prevede l’eliminazione perdita con sigillatura e fasciatura con il sistema PRS; la fasciatura avrà spessore di almeno 5 mm ed un’estensione longitudinale pari a 4 volte il diametro, con il difetto localizzato in posizione centrale

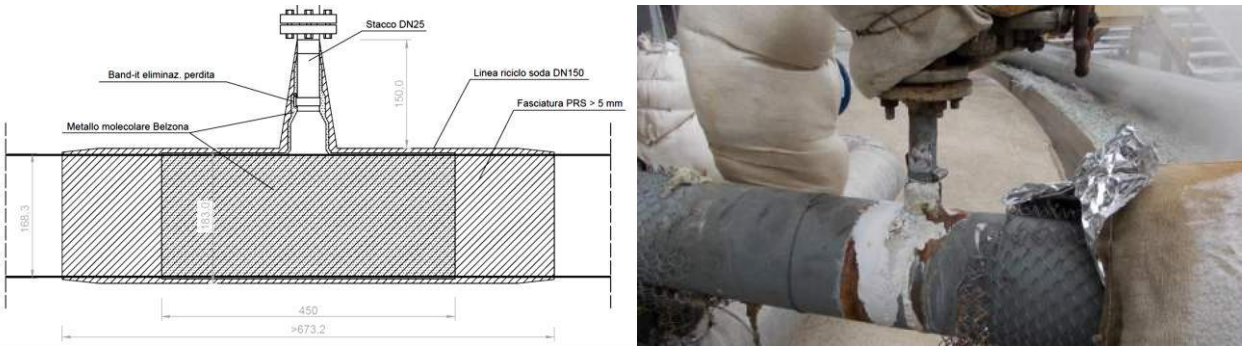


Figura 8. Progetto per la realizzazione dell'intervento e situazione prelavori della linea

La lavorazione ha previsto la preparazione superficiale ed il contenimento della perdita con una pulizia delle superfici ed applicazione fascetta "Band-it" per il contenimento della perdita.
Fa seguito l'applicazione di stucco epossidico ad alta resistenza sullo stacco DN 25, sulla fascetta Band-it e sul tubo DN150 al fine di sigillare e mettere in sicurezza la perdita e conferire resistenza meccanica a tutto il sistema.



Fig. 9. Applicazione dello stucco ad alta resistenza e dello strato di resina con inerte

Il ciclo di lavoro prevede poi la deposizione del primer chimico e dello strato di resina S1 con inerte tixotropizzante e la successiva deposizione di più strati di tessuto in fibra di carbonio impregnati di resina, interposti a strati di fibra di MAT di vetro, sino al raggiungimento dello spessore di fasciatura PRS richiesto.
Lo spessore medio richiesto per garantire una pressione di 20 bar è di 5 mm, con un coefficiente di sicurezza >6 (come richiesto da specifica tecnica).
Ogni 2 strati di fibra di carbonio viene applicata una calza di rinforzo in fibra di vetro, al fine di garantire la massima aderenza tra gli strati applicati, la compattezza delle fibre e l'espulsione di eventuali bolle d'aria ed eccessi di resina.
A lavorazione ultimata vengono effettuati il controllo visivo della riparazione, la verifica dello spessore finale della fasciatura e la misura della durezza del composito con durometro Barcol (>min 30°).



Figura 10. Aspetto finale della tubazione

3.3 Valvola impianto petrolchimico

Il seguente caso di riferisce alla riparazione temporanea della valvola di comando della linea acqua mare di uno scambiatore, che ha mostrato delle perdite in corrispondenza dell'accoppiamento flangiato.



Figura 11. Aspetto della valvola prima dell'intervento

La tubazione interessata ha un diametro nominale di 250 mm ed una pressione di esercizio di 5 bar.
Rispetto al caso precedente, al quale si può far riferimento per la procedura di lavoro, l'applicazione ha previsto il riempimento dell'accoppiamento flangiato mediante stucco ad alta resistenza al fine di creare un corpo "monolitico" e massimizzare la resistenza meccanica del sistema.
La lunghezza totale del composito è stata di 80 cm, con uno spessore finale di 7 mm.



Figura 12. A sinistra riempimento dell'accoppiamento flangiato, a destra aspetto finale della riparazione.

4. Conclusioni

Nel corso degli ultimi 15 anni GMA ha avuto modo di applicare il sistema PRS ad una molteplice casistica di problematiche corrosive su componenti di impianto, spesso diagnosticate grazie a CND predittivi ed aiutando i gestori di impianto a ridurre al minimo le perdite di produzione.

Il sistema PRS è oggetto di continui interventi migliorativi e riconoscimenti, fra i quali citiamo:

- Periodica ripetizione dei test meccanici sul sistema
- Progetto di R&S LR47/78 in collaborazione con l'università di Trieste per l'implementazione di un sistema di monitoraggio in opera
- Attestazione di coerenza con i requisiti della circolare ISPESL OO-07/0000821/10
- Valutazione con l'ente certificato TÜV SÜD di Monaco dell'iter per la certificazione ISO/TS 24817
- Ricerca di resine alternative a basso impatto ambientale e alta resistenza termica per la laminazione

In sintesi, i principali vantaggi del sistema G.M.A. PRS, se confrontato con altri sistemi di ripristino uso, sono:

- Affidabilità legata alla qualità dei materiali e all'esperienza del personale
- Rigore e basi teoriche e sperimentali nella progettazione, effettuata ad hoc per ogni intervento
- Sicurezza per gli applicatori e per l'impianto in generale
- Tempi di intervento e realizzazione rapidi su impianto in marcia e senza lavorazioni a caldo

La presenza sul territorio e l'esistenza di contratti quadro di manutenzione pluriennali in vari siti permette agli ispettori GMA di monitorare nel tempo lo stato delle riparazioni fatte con il sistema PRS. Ciò ha consentito di osservare un corretto mantenimento delle riparazioni temporanee per un periodo anche di 5 anni fino alla sostituzione della componente interessata.

5. Bibliografia

[1] Comel L. Rinforzo strutturale in P.R.S. di un grande serbatoio G.P.L. in seguito a “warning” da CND. Senza alcuna interruzione dell’operatività. Atti del congresso MCM 2013, Milano

[2] Comel L. Stefanini P. Messa in sicurezza di un grande serbatoio G.P.L. Fluid Trasmissioni di potenza. 2013;6(Novembre):30-32

Tenuta degli accoppiamenti flangiati ed integrità

A. Iacino*, W. Hageraats**

*Studio di Ingegneria Antonino Iacino
**HTECH Engineering

1. Introduzione

Tenuta appropriata ed integrità in un accoppiamento flangiato giocano un ruolo chiave nel mantenimento di una connessione priva di perdite durante l'esercizio. Sono molti gli aspetti importanti da considerare per raggiungere una tenuta ed integrità soddisfacenti. Design ed installazione contribuiscono entrambi per una flangia priva di trafilamenti. Se i giunti flangiati vengono comparati con quelli saldati, si può notare che il livello di certificazione e qualifica è molto minore rispetto a quest'ultimi, quantunque le conseguenze di un LOPC (loss of primary containment), cioè in caso di perdita di prodotto, non siano differenti. È evidente che è quindi importante comprendere gli aspetti di un design ed installazione appropriati per una flangia. Questo articolo affronterà alcuni aspetti importanti riguardanti l'installazione e la progettazione dei giunti flangiati.

2. Problemi di trafilamento più comuni per una flangia

Si possono avere problemi in una flangia per molte differenti ragioni. Alcune delle più comuni sono elencate sotto.

- Danneggiamento della guarnizione o della tenuta durante l'assemblaggio
- Selezione di una tenuta mediocre
- Scarsa abilità degli addetti al montaggio
- Sovraccarico della flangia durante l'esercizio
- Snervamento dei tiranti
- Perdite di carico dei tiranti dovuto a fluttuazioni termiche
- Serraggio improprio (disallineamento, carico di serraggio insufficiente o troppo elevato)
- Manutenzione impropria o non strutturata nei siti operativi.

Quasi tutti gli aspetti di cui sopra possono essere affrontati nella progettazione e installazione dei giunti flangiati.

3. Metodi di progettazione delle flange

Nella maggior parte dei casi, per il dimensionamento delle flange vengono usati metodi di calcolo tradizionali, sviluppati all'inizio del ventesimo secolo. Tali metodi non solo si dimostrano carenti di precisione nella determinazione degli stress reali sul giunto flangiato, ma in alcuni casi possono portare a notevoli sovra o sottostime degli stessi. Gradienti termici, creep delle guarnizioni, rilassamento dei tiranti sono tutti effetti che non vengono presi in considerazione nei metodi di calcolo tradizionali. I metodi alternativi permettono di specificare in maniera più accurata la coppia di serraggio richiesta per non sovraccaricare la flangia ed avere sufficiente pressione sulla guarnizione, durante tutte le condizioni operative. Nella tabella seguente è data una comparazione tra due metodi di calcolo tradizionali (ASME VIII e ADMerkblätter2000) ed un metodo moderno in accordo alla norma europea EN1591-1. Si vedono chiaramente le differenze tra i metodi.

Caratteristica	ASME VIII	AD 2000	EN 1591-1
Forma circolare della flangia	X	X	X
Altre forme (ovale, rettangolare)		X	
Tipo guarnizione - interna al cerchio dei tiranti	X	X	X
Tipo guarnizione - faccia piena		X	
Flange in più parti	X	X	
Flange inverse	X	X	X
Calcolo rotazioni flangia		(solo raccomandato)	X
Pressione interna	X	X	X
Pressione esterna	X		X
Momenti esterni e forze		X	X
Determinazione della deformazione connessione flangiata			X
Blind bolt holes			X
Influenza del metodo di assemblaggio			X
Ottimizzazione dello stress sulla guarnizione		X	X
Parametri della guarnizione inclusi nella norma	X	X	(EN 1591-2)
Controllo della massima pressione sulla guarnizione			X
Creep della guarnizione			X
Calcolo della efficienza della larghezza della guarnizione	(2-step reduction)		X
Possibilità di contatto dell'anello di centraggio con le flange			X
Guarnizioni auto energizzanti	X		
Guarnizione saldata		X	

Figura 1. Comparazione dei tre metodi di calcolo

4. Modello analitico di flangia

Il modello più semplice di flangia è una rappresentazione uni-dimensionale con due o tre molle. Le molle rappresentano le flange, guarnizioni e rigidezza dei tiranti. Quando la flangia è relativamente rigida in confronto ai tiranti ed alla guarnizione, può essere rappresentata con un elemento rigido.

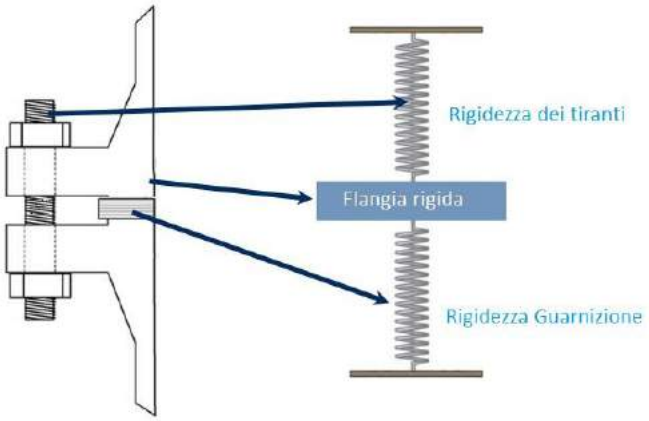


Figura 2. Modello analitico più semplice di flangia

Ognuno dei valori di rigidezza può essere calcolato analiticamente ed i carichi della flangia possono così essere determinati nelle condizioni di serraggio ed operative. In dipendenza della rigidità relativa dei tre elementi, un carico aggiuntivo risulterà in un incremento parziale del carico dei bulloni ed un decremento della pressione sulla guarnizione. Quando la guarnizione è molto più flessibile della flangia o dei tiranti, il bilancio dei carichi varierà ben poco con i carichi esterni.Un diagramma tipico è mostrato nella figura sotto. La rigidezza tra i tre elementi può essere selezionata in modo tale da ottenere un giunto ottimale.

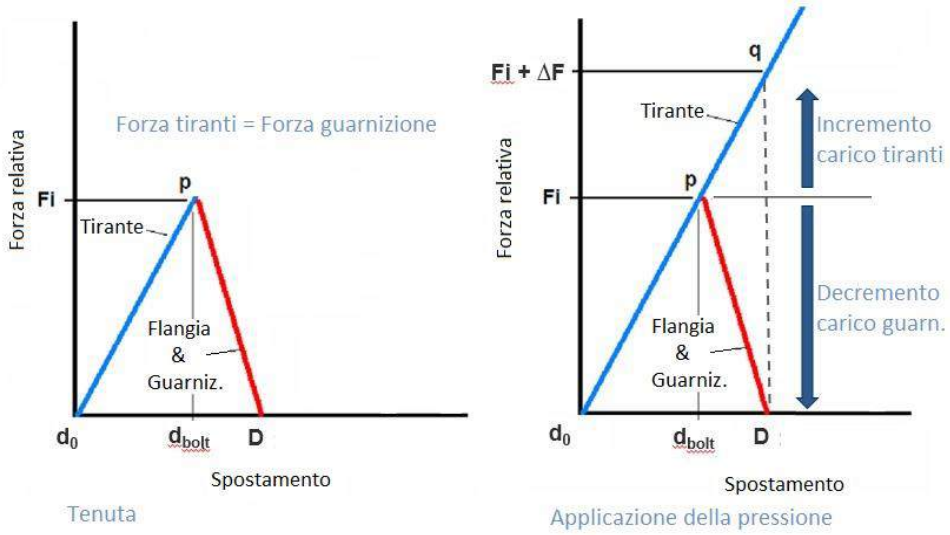


Figura 3. Diagramma flangia

Modelli più complessi includono la rotazione della flangia come un ulteriore grado di libertà.Alcuni di tali modelli includono anche effetti quali creep della guarnizione o dei tiranti ed incompatibilità di temperatura tra flangia/tiranti/guarnizione.

Il metodo Taylor-Forge

Verso il 1930 fu sviluppato un metodo da quattro ingegneri della ditta Taylor-Forge a Chicago per la progettazione di giunti flangiati. Da allora fino ad oggi questo è il metodo più usato per il calcolo dei giunti flangiati ed è parte di diversi codici di progettazione (ASME VIII 1 e 2, EN13445). Il metodo si basa sull'assunzione di uno stress minimo della guarnizione durante il serraggio (valore Y) ed uno stress minimo della guarnizione durante l'esercizio (m*p) per ottenere una tenuta appropriata. Selezionando tali pressioni sulle guarnizioni, i carichi della flangia e dei tiranti seguono dall'equazione di equilibrio, come mostrato a sinistra sulla figura 4. Il calcolo di questi carichi è relativamente semplice e si richiede di determinare gli stress sulla flangia.

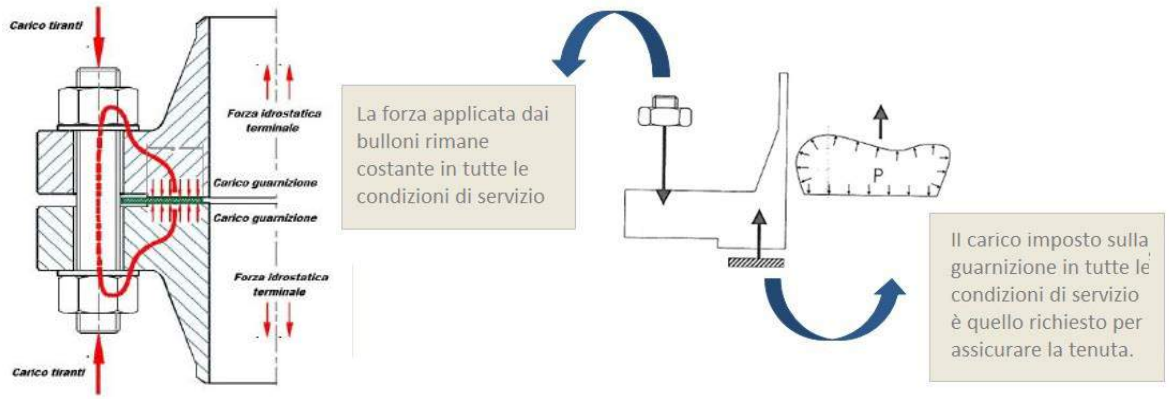


Figura 4. Bilancio dei carichi nell'analisi Taylor-Forge di una flangia

Il metodo di calcolo Taylor - Forge è adatto per verificare la stabilità di un giunto flangiato a pressione interna, ma non è inteso per predire deflessioni o portate di trafilamenti per un giunto flangiato imbullonato. Per tale motivo l'applicabilità di tale metodo è chiaramente limitata.

5. Metodi alternativi di calcolo

Il nuovo metodo di calcolo europeo per connessioni flangiate circolari è introdotto come alternativa al metodo Taylor-Forge ed è previsto in diversi codici e norme europei di apparecchiature a pressione. Tale metodo non considera semplicemente una certa pressione sulla guarnizione per rendere i carichi del giunto flangiato staticamente determinati. Viene considerata l'interazione pienamente elastica tra i tiranti, la flangia e la guarnizione, permettendo di esaminare i carichi e le deformazioni nel giunto flangiato durante il serraggio e tutte le condizioni operative. Inoltre, tali carichi e deformazioni possono essere considerati come un punto di partenza per ulteriori casi di carico.

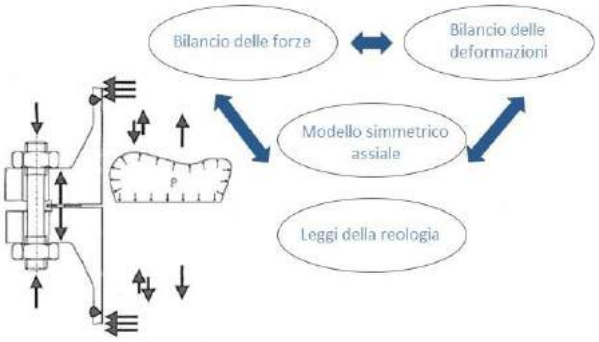


Figura 5. Il metodo di calcolo per flange EN1591-1

La reologia della flangia e dei tiranti è descritta matematicamente usando le equazioni di interazione elastica. Le proprietà della guarnizione sono tipicamente ottenute tramite test. Un risultato tipico di test è mostrato nella figura sotto. Le proprietà di una guarnizione si suddividono in proprietà di carico iniziali (rigidezza) rappresentate dalla linea (a-b) e condizioni di carico successive (b-c). Nei codici europei sono forniti valori di default, ma i produttori di guarnizioni stanno iniziando ed eseguire i propri test.

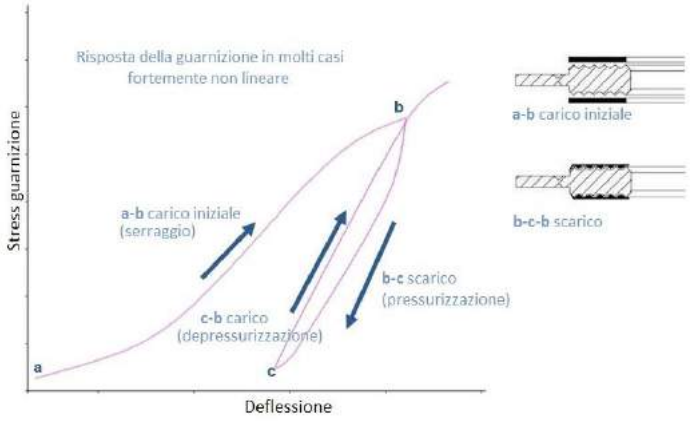


Figura 6. Proprietà di carico e scarico di una guarnizione

Questo metodo permette di progettare i giunti flangiati per impieghi ad alta temperature. Inoltre, è possibile prevedere le portate dei trafilamenti e la deformazione delle flange. Ciò permette di ottimizzare agevolmente i giunti flangiati, raggiungere la tenuta ottimale e minimizzare gli stress.

6. Problemi di tenuta per flange ad alta temperatura

Alte temperature e transizioni termiche sono stati da tempo riconosciuti come fattori chiave per la tenuta negli accoppiamenti flangiati imbullonati. Problemi di tenuta dovuti ad effetti termici possono essere riscontrati anche se i componenti del giunto (flange, tiranti e guarnizione) sono all'interno dei loro limiti di rating e non soggetti ad alcun tipo di failure meccanica. La caratterizzazione degli effetti della temperatura coinvolge leggi fisiche complesse ed è stato sempre e rimane tutt'ora un importante argomento per i progettisti e gli utilizzatori finali. La temperatura impatta direttamente su tutti i differenti elementi dell'accoppiamento flangiato. Alcuni problemi comuni che possono verificarsi in impieghi ad alta temperatura sono:

- Creep dei tiranti
- Creep della guarnizione
- Snervamento dei tiranti dovuto a differenza eccessiva di temperatura tra questi e le flange
- Ecessiva rotazione delle flange dovuta gradienti termici
- Resistenza ridotta ad alte temperature

Questi effetti, osservati in condizioni stazionarie sono enfatizzati ed aumentati in situazioni cicliche quali start-up/stop di impianti o in condizioni dinamiche di processo.

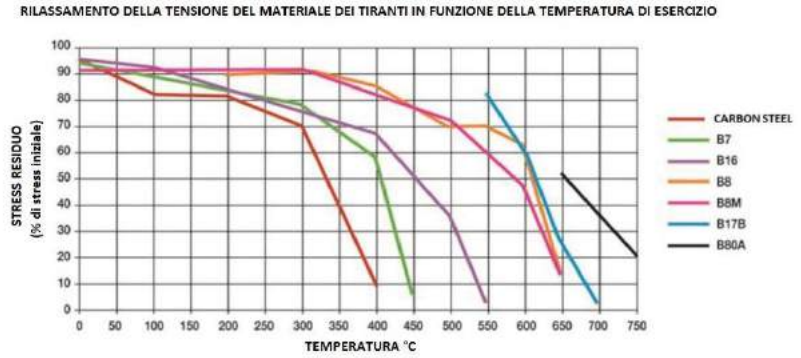


Figura 7. Creep dei tiranti in funzione della temperatura

In alcuni casi i giunti flangiati si dimostrano essere inadeguati per impieghi ad alta temperatura con trafilamenti residui. In tali casi è necessaria una completa riprogettazione.

Le figure sotto mostrano i risultati ottenuti da test termici transitori su un giunto flangiato. Mostrano il decremento dello stress sui tiranti in funzione del tempo. A t=0 la flangia è riscaldata dall'interno velocemente. Tipicamente lo stress sui tiranti subirà prima un decremento dovuto alla rotazione della flangia e successivamente in incremento causato dalla differenza di temperatura tra questa ed i tiranti.

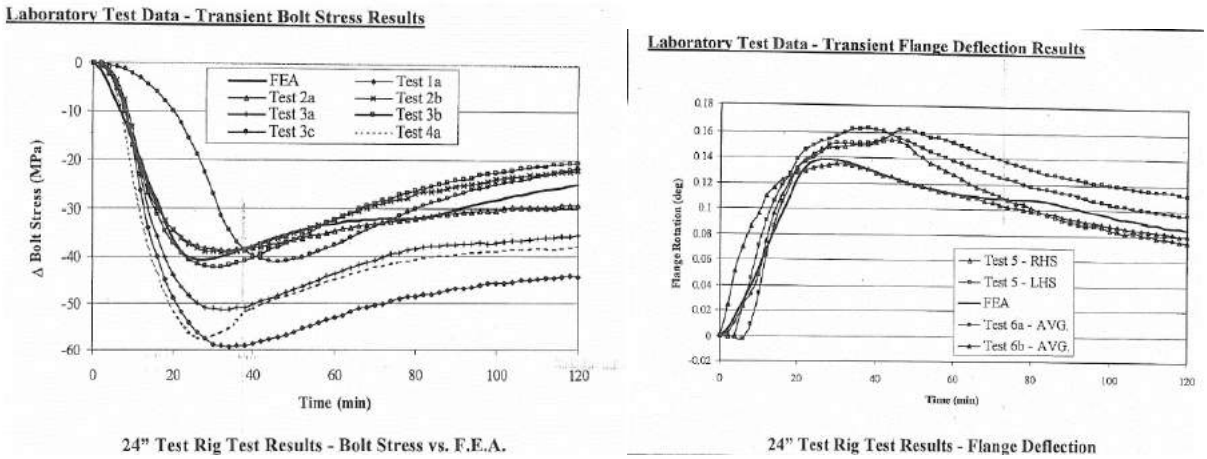


Figura 8. Carico dei tiranti e rotazione della flangia durante il riscaldamento ad alte temperaturee

Metodi tradizionali di calcolo delle flange come il Taylor - Forge non sono in grado di determinare gli effetti dei carichi termici sul giunto flangiato.

7. Selezione della guarnizione

La scelta di una guarnizione appropriata è la chiave per rendere un giunto flangiato a prova di tenuta. Una guarnizione appropriata dovrebbe possedere le seguenti caratteristiche:

Compensabile / flessibile	Il materiale della guarnizione deve essere morbido, in modo che possa essere compresso nelle irregolarità della faccia della flangia.
Tenuta a Gas / liquidi	La guarnizione non deve causare emissioni.
Recupero	Anche nelle flange statiche c'è dinamica, dovuta ali stress, temperatura e pressione. La resilienza della guarnizione dovrebbe compensare ciò.
Resistenze al rilassamento da creep	La guarnizione non dovrebbe essere soggetta a scorrimento viscoso sotto l'influenza dello stress e della temperatura. Questo potrebbe condurre ad abbassare la tensione nei bulloni con possibile trafilamento.
Resistenza alla pressione	Deve resistere alla pressione senza perdite
Resistenza alla temperatura	Deve mantenere le sue caratteristiche affinché faccia tenuta anche ad elevate temperature.
Resistenza chimica	Deve essere resistente agli attacchi chimici del fluido contenuto senza inquinarlo.
Anti-incollaggio	Quando si apre la flangia, la guarnizione deve potersi distaccare facilmente.
Facile da montare	Deve essere rigida abbastanza da rendere il montaggio più facile possibile.

Tabella 1. Proprietà richieste per le guarnizioni

I materiali più comuni per guarnizioni nei giunti flangiati sono:

Morbide	**Semi-metalliche**	**Metalliche**
Gomma Tessuto Grafite PTFE Plastiche	Spiral Wound Kamprofile O e C ring metalliche	Ring Joint Lip-seal

Tabella 2: guarnizioni più comunemente usate

L'industria petrolchimica ha assistito negli ultimi decenni una ampia applicazione delle guarnizioni Kamprofile, che hanno buone proprietà di tenuta con pressioni sulla guarnizione relativamente basse. La loro applicazione copre principalmente le apparecchiature a pressione. Nonostante queste guarnizioni abbiano delle buone proprietà a tenuta, la loro efficienza viene meno se comparate con le spiral wound gasket ad alte temperature e condizioni cicliche; ciò a causa della loro resistenza limitata.

Le guarnizioni spiral wound sono ampiamente e principalmente usate su giunti di tubazioni. Particolare attenzione deve essere prestata nell'applicare sufficiente forza nel serraggio dei tiranti, in particolar modo nel range 6÷12" 150# e 300# ASME B16.5. Per tali flange la larghezza della guarnizione è relativamente ampia rispetto alla sezione dei tiranti e la guarnizione può essere montata solo a carichi di serraggio elevati. Questo è mostrato nella figura sotto, dove la pressione di serraggio della guarnizione (69MPa) è divisa per la pressione reale, quando è applicato uno stress di serraggio del 60% dello snervamento dei tiranti (B7).

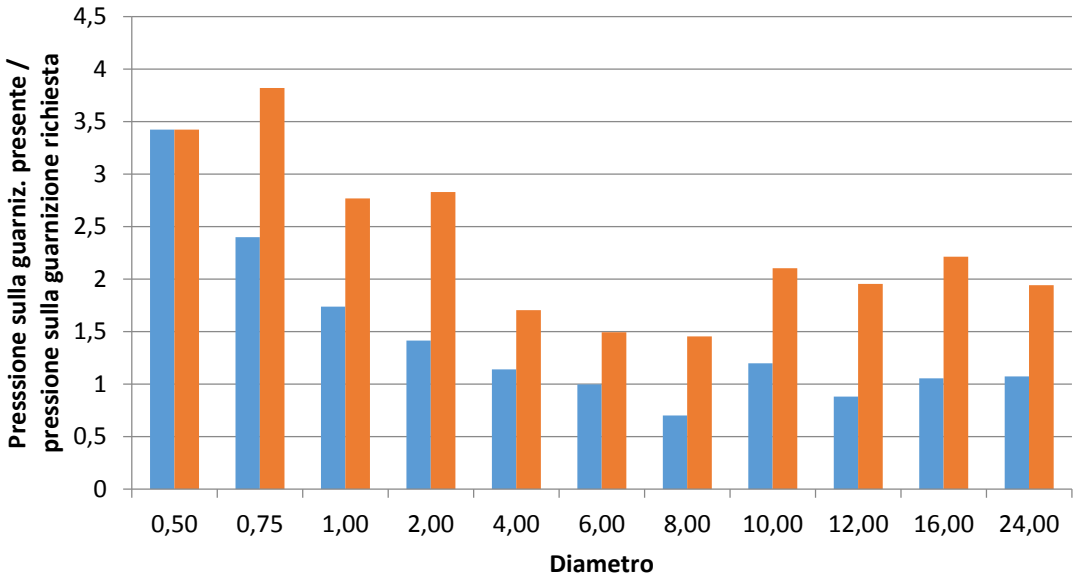


Figura 9. Rapporto tra stress reale sulla guarnizione e stress richiesto. Barre arancio flange B16.5 300# flange, barre azzurre flange B16.5 150#

8. Montaggio delle flange

Un montaggio corretto delle flange è un fattore chiave per ottenere un giunto privo di perdite. Molte sono le flange che presentano trafilamenti a causa di una procedura di serraggio impropria. Alcune procedure comuni di serraggio sono elencate di seguito:

- coppia di serraggio controllata (chiave manuale, diametro tiranti <7/8" oppure chiave idraulica 1"-1.5")
- Tensionamento (tipicamente applicato per tiranti grossi >1.5")
- Uncontrollata, quando si usano guarnizioni spiral wound con anello guida (tiranti <7/8")

I primi due metodi si basano sullo specificare una coppia di serraggio e di applicarla ai tiranti della flangia in maniera più uniforme possibile, con il minio attrito possibile. Tiranti non lubrificati possono perdere anche 30-50% della coppia di serraggio applicata causa dell'attrito. Una lubrificazione impropria ed un serraggio non uniforme può portare a differenze fino al 30-40% tra i tiranti del giunto. Il grafico sotto mostra un tipico schema di sequenza di serraggio tipico raccomandato per un giunto flangiato (preso dalle ASME PCC-1).

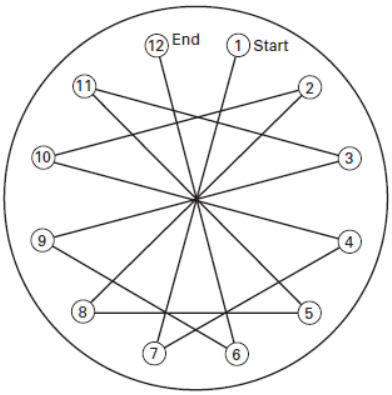


Figura 10. Tipico schema di sequenza di serraggio per flange di tubazioni ASME PCC-1

Il disallineamento delle flange è un altro importante fattore da tenere conto nell'assemblaggio. Disallineamenti tipici tollerabili sono mostrati nelle figure sotto (ASME PCC-1).

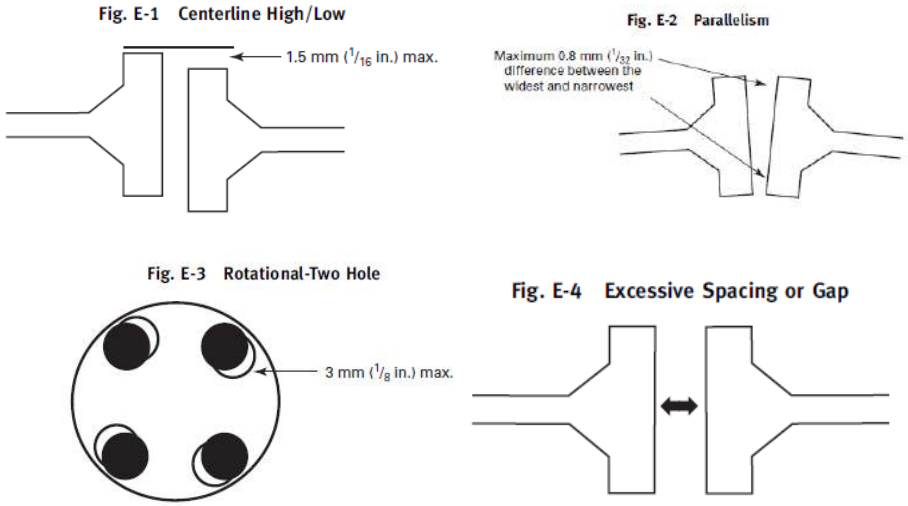


Figura 11: disallineamenti massimi raccomandati per giunti flangiati ASME PCC-1

9. Accorgimenti particolari

Per controllare la tensione nei tiranti o per migliorare la resilienza dei giunti flangiati si possono considerare degli accorgimenti particolari. I tiranti possono essere selezionati con la capacità di indicare perdite di carico, come ad esempio i “Rotabolt” o anche in grado di indicare il carico (vedi le figure sotto).



Figura 12. Sinistra rotabolt, destra tirante indicante il carico

L'uso di rondelle elastiche (Belleville, Chesterton), da inserire sotto i dadi, si rivela in alcuni casi molto effica. Le rondelle coniche si comportano come una molla quando vengono compresse, migliorando sostanzialmente la flessibiltà del giunto. Si veda sotto il diagramma del giunto: la pressione sulla guarnizione tende a variare meno quando vengono applicati carichi esterni o spostmenti.

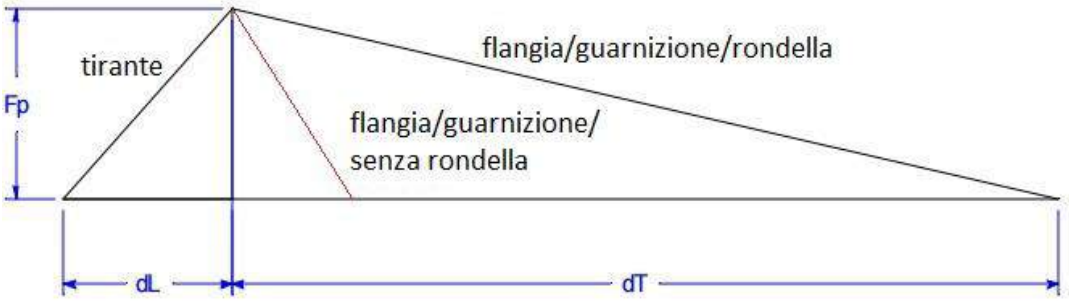


Figura 13. Diagramma della flangia con rondelle elastiche e senza

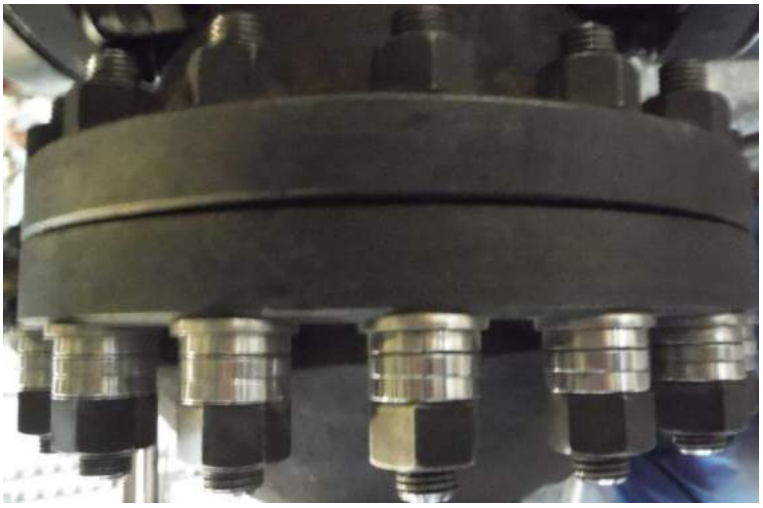


Figura 14. Esempio di flangia con rondelle elastiche per una tubazione ad alta temperatura

Bibliografia

[1] Brown W. Thermal Analysis of Bolted Joints, Safety Harbor, Florida 06-07 February 2002

[2] Payne J. PVRC Bolted Flange Connection Workshop, Safety Harbor, Florida 06-07 February 2002

Il metodo semplificato per il calcolo a fatica secondo il capitolo 17 della norma EN 13445.3

F. Lidonnici*

*Sant'Ambrogio Servizi Industriali s.r.l.

Sommario

La norma europea EN 13445 per gli apparecchi a pressione non soggetti alla fiamma prevede nella sua parte 3 (Calcolo e progettazione) un metodo semplificato per il calcolo del numero di cicli ammissibile in apparecchi soggetti a fatica. L'uso del metodo semplificato è tuttavia limitato ai casi in cui il carico ciclico è principalmente dovuto a fluttuazioni di pressione. La variazione di sollecitazione necessaria per la valutazione del numero di cicli ammissibile viene calcolata sulla base della variazione di pressione in condizioni operative (pulsazione) e della pressione massima ammissibile di ciascun componente dell'apparecchio, ottenuta con le normali formule usate nella progettazione a codice. La relazione tra la variazione di sollecitazione e la variazione di pressione in un ciclo viene stabilita per mezzo di fattori di proporzionalità contenuti in apposite tabelle. Viene inoltre fornita una serie di curve di fatica differenziate in base alla cosiddetta "**classe di saldatura**": per saldature a piena penetrazione e aventi maggior controllo NDT (classe di saldatura elevata) vengono fornite curve con valori elevati del "**deltasigma**", mentre per saldature a penetrazione parziale e con pochi o nessun controllo (classe di saldatura bassa) le curve sono caratterizzate, a parità di numero di cicli, da valori più bassi del "deltasigma". In tal modo è possibile arrivare al calcolo del numero di cicli ammissibile col solo uso del DBF (Design by Formulae) senza bisogno di ricorrere ai calcoli FEM (Design by Analysis). Il metodo semplificato può quindi fornire una soluzione semplice ed economica nella maggior parte dei casi di carico ciclico. Nella relazione vengono elaborati due diversi esempi, allo scopo di confrontare i risultati dei calcoli a fatica effettuati con il metodo semplificato con i risultati ottenuti per mezzo di una completa analisi delle sollecitazioni.

1. Introduzione

La **direttiva Attrezzature in Pressione** (PED = Pressure Equipment Directive) è entrata in vigore in Europa oramai da 14 anni. Questa direttiva, a differenza dei vari sistemi legislativi preesistenti nei vari paesi europei, non si basa su un codice di costruzione dettagliato, ma unicamente sui cosiddetti **Principi Essenziali di Sicurezza** (ESRs = Essential Safety Requirements). Il compito di tradurre i principi essenziali in prescrizioni costruttive dettagliate deve essere ovviamente affidato ad uno standard, che, a giudizio del costruttore e con l'approvazione dell'agenzia ispettiva da questo incaricata (Ente Notificato), sia in tutto e per tutto conforme ai principi essenziali di sicurezza. La Commissione Europea ha tuttavia affidato al CEN (la federazione degli organismi di standardizzazione nazionali dei vari paesi europei) il compito di preparare gli standard "**armonizzati**" per le varie categorie di prodotti oggetto della direttiva PED: l'uso di questi standard dovrebbe automaticamente garantire la "presunzione di conformità" ai principi essenziali. La norma armonizzata EN 13445 per gli apparecchi a pressione non soggetti alla fiamma (Unfired Pressure Vessels), preparata dal Comitato Tecnico 54 del CEN (CEN TC54) è il più importante risultato di questa attività

normativa: pubblicata per la prima volta nel 2002, negli anni successivi è stata progressivamente migliorata e completata, in modo da tradurre in pratica la nuova filosofia costruttiva contenuta nella direttiva PED. Il requisito più importante della PED è certamente la responsabilità, affidata esclusivamente al costruttore dell'apparecchio, di eseguire l'"**analisi dei rischi**" connessi con l'uso del suo prodotto, allo scopo di identificare tutte le possibili condizioni di carico possibili durante il suo esercizio (incluse le condizioni di trasporto, di montaggio, di manutenzione e di prova, e, più in generale, qualunque situazione di esercizio normale o eccezionale ragionevolmente prevedibile).
Tra le condizioni di carico alle quali, prima dell'avvento della direttiva PED, non veniva prestata molta attenzione, vi sono, in molti casi, le condizioni in cui il carico (di pressione e/o di temperatura) è ripetuto ciclicamente: tali condizioni sono infatti in grado di provocare rotture di fatica. Le condizioni di carico ciclico venivano in generale considerate solo se esplicitamente previste nell'ordine del committente, e questa è ancora la prassi generalmente seguita negli Stati Uniti d'America, dove le norme ASME affidano al committente (e non al costruttore) il compito di fornire la "User's Design Specification", sulla quale il costruttore dovrà poi basare la progettazione. Senza voler entrare in una discussione circa la maggiore o minor correttezza dell'uno o dell'altro approccio, sta di fatto che la direttiva PED fa obbligo oggi a tutti i costruttori di attrezzature in pressione di considerare, nella loro analisi dei rischi, la possibilità che tali attrezzature siano soggette a carichi ciclici. Da notare che ciò avviene soprattutto per molti apparecchi operanti a pressioni e temperature non particolarmente critiche, e pertanto generalmente ritenuti non pericolosi, soggetti tuttavia a continui arresti e fermate: ad esempio, autoclavi di sterilizzazione, reattori con agitatore, polmoni di compressori alternativi, e, più in generale, qualunque apparecchio operante in servizio discontinuo.
Molto spesso il valore commerciale di questi apparecchi non è elevato, per cui una sofisticata analisi a fatica col metodo degli elementi finiti avrebbe un'incidenza rilevante sul loro costo. D'altro canto, le soluzioni tecniche generalmente impiegate in questi apparecchi (piastre di rinforzo, coperchi piani, piastre tubiere, flange non integrali, saldature a sovrapposizione tra fasciami e fondi, canali elicoidali, intercapedini di riscaldamento e/o raffreddamento collegate al fasciame mediante chiodi di saldatura) difficilmente potrebbero essere trasposte in un modello solido computerizzato, a meno di non ricorrere a reticoli di particolare complessità. Oltre a ciò, va osservato che le saldature non a piena penetrazione, pertanto non controllabili con un esame volumetrico (ultrasuoni o raggi X), presentano spesso difetti non identificabili che pertanto facilitano la nascita di cricche di fatica.
La corretta considerazione dei problemi sopra descritti è alla base del metodo semplificato di analisi a fatica contenuto nel capitolo 17 della EN 13445. 3, la norma europea per apparecchi a pressione non soggetti alla fiamma.

2. Nomenclatura

C_e = fattore di correzione per tener conto dell'influenza dello spessore
C_T = fattore di correzione per tener conto dell'influenza della temperatura
e_n = spessore nominale, mm
f = sollecitazione ammissibile alla temperature media del ciclo, MPa
K_f = fattore effettivo di concentrazione delle sollecitazioni
K_t = fattore teorico di concentrazione delle sollecitazioni
N = numero ammissibile di cicli dedotto dalla curva di fatica applicabile

P_{max}= pressione massima ammissibile di un componente, determinata in base alle formule di calcolo del codice, MPa
r = raggio di raccordo, mm
$R_{p\,0,2\,T*}$ = limite elastico del materiale alla temperature media del ciclo, MPa
R_m = limite di rottura del materiale a temperature ambiente, MPa
T_{min} = temperatura minima di esercizio durante un ciclo, °C
T_{max} = temperatura massima di esercizio durante un ciclo, °C
T^* = temperatura media convenzionale durante un ciclo, °C
η = fattore convenzionale di sollecitazione di un componente, ricavabile dalla tabella 17.1
ΔP = variazione di pressione durante un ciclo, calcolato come differenza algebrica tra la pressione massima e la pressione minima, MPa
$\Delta\sigma$ = variazione effettiva di sollecitazione durante un ciclo (deltasigma), MPa
$\Delta\sigma^*$= variazione convenzionale di sollecitazione da inserire nella curva di fatica applicabile, MPa
$\Delta\sigma_R$ = variazione di sollecitazione ammissibile in base alla curva di fatica applicabile, MPa
$\Delta\sigma_D$ = "endurance limit" per variazione costante di sollecitazione, MPa
$\Delta\sigma_{Cut}$ = "cut-off limit", MPa

3. Presupposti del metodo

Il metodo semplificato si basa sulle ipotesi che seguono.

1. Come nella normale analisi a fatica eseguita sulla base di un calcolo F.E.M., i criteri da seguire per componenti saldati sono diversi da quelli usati per i componenti non saldati: per componenti non saldati le curve di fatica si riferiscono alle **sollecitazioni totali** (primarie + secondarie + picco), mentre per i componenti saldati le curve di fatica sono riferite alle cosiddette **sollecitazioni strutturali** (primarie + secondarie, con esclusione delle sollecitazioni di picco) e alla "**classe di saldatura**": una classe di saldatura alta indica una minor probabilità che la saldatura stessa contenga difetti occulti. Più in generale, ad ogni classe di saldatura corrisponde una diversa curva di fatica, per cui a parità di variazione di sollecitazione una classe di saldatura più elevata permette un più elevato numero di cicli.

2. La variazione di sollecitazione da riportare sulla curva di fatica per la determinazione del numero di cicli non è ricavata da una dettagliata analisi F.E.M.: al contrario, essa viene calcolata in base al rapporto tra la **pressione massima ammissibile** per ciascun componente (pertanto maggiore o al massimo uguale alla sua pressione di calcolo) e l'effettiva **variazione di pressione** (differenza tra la massima e la minima pressione operativa che si verificano durante un ciclo). Questo rapporto, moltiplicato per la sollecitazione nominale di progetto e corretto con un fattore convenzionale di sollecitazione η che dipende dalla tipologia del componente in esame, dà una stima approssimativa dell'effettiva variazione di sollecitazione che interviene durante un ciclo, per lo meno in quei casi in cui la variazione di sollecitazione (**deltasigma**) è direttamente proporzionale alla variazione di pressione (che sono comunque la grande maggioranza delle situazioni di carico ciclico). Secondo tale approccio, una variazione di pressione sufficientemente bassa in presenza di una pressione massima ammissibile convenientemente maggiore della pressione di progetto generano un deltasigma basso, e pertanto un numero ammissibile di cicli elevato. Da notare che, tra i futuri sviluppi del metodo, è stata prevista anche una sua estensione ai casi in cui il deltasigma sia provocato, oltre che da **fluttuazioni di pressione**, anche da **fluttuazioni di temperatura** (in tali casi si ricava un deltasigma convenzionale proporzionale al prodotto della variazione di

temperatura, del modulo elastico del materiale e del suo coefficiente di dilatazione termica). Tale estensione sarà presto oggetto di un'inchiesta pubblica secondo le procedure del CEN.

3. Il metodo prevede inoltre alcuni fattori di correzione, per tener conto dello **spessore**, della **temperatura media del ciclo** e del **fattore d'intaglio** (quest'ultima correzione unicamente per il caso di componenti non saldati, per i quali il progetto deve essere basato sulle sollecitazioni totali, comprendenti cioè anche le sollecitazioni di picco).

4. Il metodo

La formula che permette di ricavare la variazione di sollecitazione è la seguente:

$$\Delta\sigma = \eta \frac{\Delta P}{P_{\max}} f \tag{1}$$

Alla formula (1) si applicano i seguenti fattori di correzione:

$$C_e = \left(\frac{25}{e_n}\right)^{0,25} \tag{2}$$

(fattore di correzione per lo spessore), e

$$C_t = 1{,}03 - 0{,}00015T^* - 0{,}0000015\left(T^*\right)^2 \tag{3}$$

oppure

$$C_t = 1{,}043 - 0{,}00043T^* \tag{4}$$

(fattore di correzione per la temperatura media del ciclo); la formula (3) si usa per componenti in acciaio ferritico, mentre la formula (4) va usata per quelli in acciaio austenitico; T* è dato da:

$$T^* = 0{,}75T_{\max} + 0{,}25T_{\min} \tag{5}$$

Solo per componenti non saldati va inoltre considerato il "fattore d'intaglio". Questo fattore si ricava partendo da un "fattore di concentrazione effettivo" legato al "fattore di concentrazione teorico" dalla formula seguente:

$$K_f = 1 + \frac{1{,}5\left(K_t - 1\right)}{1 + 0{,}5\ \max\left(1\ ;\ K_t \frac{\Delta\sigma}{\Delta\sigma_D}\right)} \tag{6}$$

dove $\Delta\sigma_D$ è l'"endurance limit" (valore del deltasigma ricavato dalla curva di fatica in corrispondenza di un valore del numero di cicli pari a 2 x 10^6). Lo standard non fornisce dati circa il valore di K_t, salvo il caso di una transizione tra due pareti di spessore differente, nel qual caso il valore di K_t si ricava in base al rapporto tra il raggio di raccordo *r* e lo spessore più basso *e* tra quelli delle due pareti connesse ($K_t = 1{,}4$ per $r = e/4$, $K_t = 1{,}8$ per $r = e/8$). Il significato fisico di K_t è quello del rapporto tra la sollecitazione totale (primaria + secondaria + picco) e quella strutturale (primaria + secondaria) che si otterrebbero in presenza di una completa analisi delle sollecitazioni. Da notare che la formula fornisce un valore del fattore di concentrazione effettivo sensibilmente più basso del fattore di concentrazione teorico (si veda la Tabella1: anche con $K_t = 100$, il valore di K_f resta compreso tra 2 e 4).

La procedura per eseguire un'analisi a fatica semplificata è pertanto la seguente.

1. Controllare che siano rispettate le condizioni per l'esecuzione di un'analisi secondo il capitolo 17 di EN 13445.3, ovvero:

a) il capitolo 17 non è applicabile nel caso di apparecchi del gruppo di controllo 4 (apparecchi senza controlli NDT)
b) solo per fluttuazioni di pressione
c) solo per apparecchi in acciaio
d) solo per temperature al disotto del limite di scorrimento viscoso
e) imperfezioni geometriche e criteri di accettabilità di saldatura secondo EN 13445.5 Annesso G
f) tolleranze di costruzione secondo EN 13445.4
g) mancanza di condizioni ambientali che possano influire sulla durata di vita a fatica
h) prescrizioni di manutenzione conformi a quanto previsto nell'Annesso M

2. Calcolare la temperature media del ciclo T^* per mezzo della formula (5) e ricavare la sollecitazione di progetto nominale f di tutti i componenti critici a quella temperatura.
3. Usando il valore di f alla temperatura media del ciclo, calcolare la massima pressione ammissibile $P_{\max}$ per tutti i componenti critici adoperando le formule di calcolo applicabili previste in EN 13445.3.
4. Calcolare il valore della variazione di sollecitazione $\Delta\sigma$ usando la formula (1) e il fattore convenzionale di sollecitazione η dedotto dalla Tabella 17-1 del Capitolo 17 di EN 13445.3 (vedi Figura 3 per il caso dei bocchelli).
5. Calcolare i fattori di correzione per lo spessore e per la temperatura media del ciclo usando le formule (2), (3) e (4).
6. Per componenti non saldati calcolare anche il fattore di concentrazione effettivo K_f usando la formula (6)
7. Calcolare il deltasigma convenzionale $\Delta\sigma^*$ usando le formule seguenti:

componenti saldati: $$\Delta\sigma^* = \left(\frac{\Delta\sigma}{C_e C_t}\right) \quad (7)$$

componenti non saldati: $$\Delta\sigma^* = \left(\frac{\Delta\sigma}{C_e C_t}\right) K_f \quad (8)$$

8. Selezionare la curva applicabile della Figura 1 in base alla classe di saldatura prevista per ogni componente nella Tabella 17-4 (vedi Figura 4 per il caso dei bocchelli) e ricavare il numero di cicli ammissibile (la sovrapposizione di cicli di fatica differenti è possibile adoperando il metodo dei "fattori di danno", uguale a quello previsto in ASME Sezione VIII Divisione 2).

5. Esempi pratici di applicazione

Nell'Allegato A vengono presentati due diversi esempi di analisi a fatica eseguiti a mezzo di modelli F.E.M. sulla base del Capitolo 18 ("Determinazione della vita a fatica mediante analisi dettagliata"), vale a dire in base al metodo che prevede di ricavare le sollecitazioni mediante un'analisi completa. Entrambi gli esempi si riferiscono a bocchelli saldati a fasciami cilindrici: nel caso A è previsto un bocchello autorinforzante (il modello F.E.M. è fatto con **elementi solidi tipo "brick"**), mentre nel caso B è previsto un bocchello da tubo con piastra di rinforzo sovrapposta al fasciame (in questo caso il modello F.E.M. è composto da **elementi di lastra tipo "plate"**). Sono state seguite le regole dettate dal Capitolo 18 per l'identificazione delle sezioni critiche dove **le sollecitazioni devono essere "linearizzate"** allo scopo di ricavare il deltasigma strutturale partendo dall'analisi delle sollecitazioni totali. Da notare che nel caso A

esistono due sezioni, adiacenti alla saldatura di collegamento tra bocchello e fasciame (una sul bocchello e l'altra sul fasciame), dove è necessario eseguire una linearizzazione onde ricavare le sollecitazioni strutturali dalle sollecitazioni totali fornite dall'analisi: vi è poi un'ulteriore linearizzazione riferita ad una sezione che taglia il bocchello con un piano longitudinale passante per l'asse del fasciame (ossia il piano dove esistono le sollecitazioni più elevate, che in un fasciame cilindrico sono sempre quelle circonferenziali); vi è inoltre, sulla stessa sezione, una singola posizione dove non va eseguita alcuna linearizzazione, dato che in questo caso è sufficiente prendere il valore della sollecitazione totale fornito dall'analisi (il raggio di raccordo al bordo interno del bocchello, considerato in questo caso come componente non saldato). Non è invece necessaria alcuna linearizzazione per il caso B, dato che gli elementi di lastra usati nell'analisi forniscono già la sollecitazioni strutturali in ogni sezione; è tuttavia necessario eseguire anche qui una linearizzazione nella sezione longitudinale, onde analizzare anche la situazione esistente nella saldatura tra la piastra di rinforzo e il fasciame. La situazione peggiore si verifica tuttavia in corrispondenza della saldatura tra il bocchello e il fasciame. Nell'Allegato A viene calcolato il numero di cicli ottenibile nei due casi: (**105000 cicli per il caso A, 40000 cicli per il caso B**). Nell'Allegato B gli stessi due esempi sono stati studiati con il metodo semplificato del Capitolo 17. Da notare che per il caso A il valore di $P_{\max}$ è superiore al doppio della pressione di progetto, mentre per il caso B è superiore solo del 50%: il che spiega il maggior numero di cicli ottenuto nel caso A rispetto al caso B (**74000 cicli per il caso A, 11400 cicli per il caso B**). Confrontando la Figura 1 con la Figura 2 (quest'ultima presa dal Capitolo18), è evidente che per ciò che riguarda le saldature le curve sono identiche (le classi di saldatura previste nel Capitolo 18 sono infatti le stesse del Capitolo 17). Pertanto il numero di cicli inferiore ottenuto col metodo semplificato è dovuto essenzialmente ai valori più elevati del deltasigma ottenuti per mezzo della formula (1).

6. Conclusioni

Il metodo semplificato è dunque, (come era logico attendersi) più conservativo rispetto ad un'analisi dettagliata eseguita in base al Capitolo 18. Le differenze sono tuttavia relativamente piccole se si considera che tutte le curve di fatica sono logaritmiche (e che le stesse contengono già un fattore di sicurezza 10 sul numero di cicli ammissibile a parità di deltasigma).

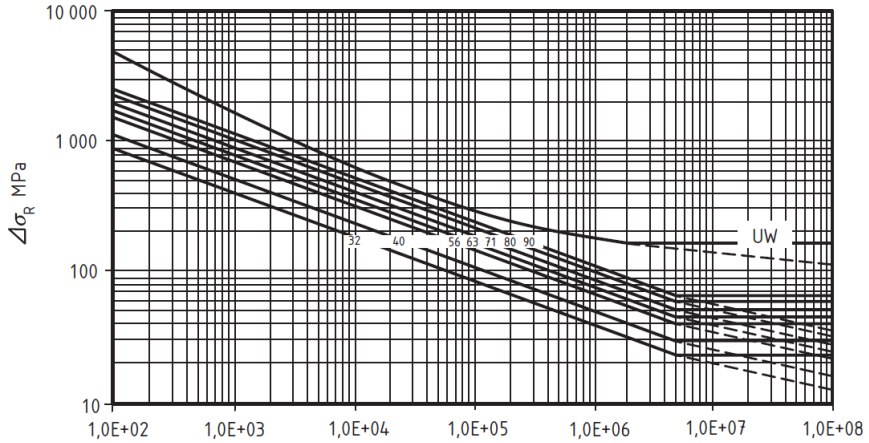


Figura 1. (Figura 17-4 di EN 13445.3, Capitolo 17 – Metodo semplificato) - Curve di fatica per componenti non (UW) e saldati per varie classi di saldatura

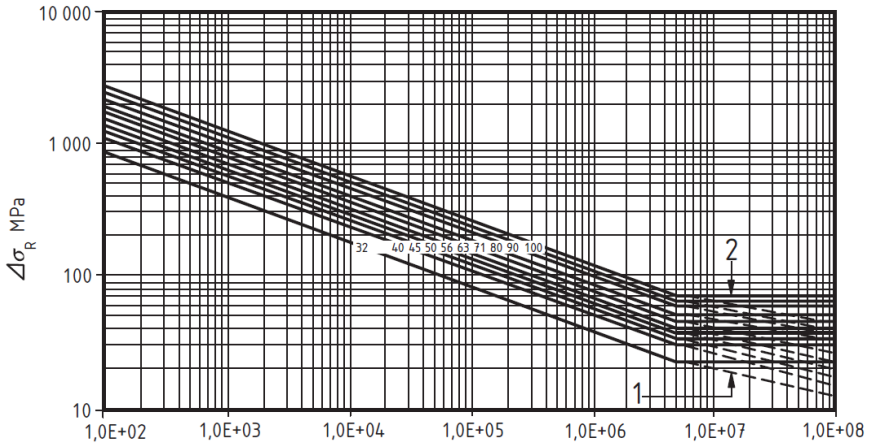


Figura 2. (Figura 18-12 di EN 13445.3, Capitolo 18 – Metodo dettagliato) – Curve di fatica per componenti saldati per varie classi di saldatura

Note (valide sia per la Figura 1 che per la Figura 2)

Nota 1: $\Delta\sigma_D$ è il valore di $\Delta\sigma_R$ a 2.000.000 di cicli per componenti non saldati, a 5.000.000 di cicli per componenti saldati

Nota 2: $\Delta\sigma_{Cut}$ è il valore di $\Delta\sigma_R$ a 100.000.000 di cicli per tutti i componenti

Nota 3: nel caso di sovrapposizione di diversi cicli di fatica va considerata la parte tratteggiata delle curve

Detail description			Detail No.	Maximum permissible pressure P_{max}	Conditions	η	Relevant details in Table 17-4
Openings in shells (with thickness e_s)	without a nozzle		OS1	Equation (9.5-10) or (9.5-12)	$d_i / D_i \le 0{,}6$	3,0	unwelded
	Nozzle (with thickness e_n), without reinforcing plate	with full penetration welds	OS2.1	Equation (9.5-10) or (9.5-12)	$0{,}7 \le e_n / e_s \le 1{,}5$ and $d_i / D_i \le 0{,}6$	3,0	3 a)
		with fillet or partial penetration welds with throat $\ge 0{,}8e_{min}$	OS2.3			3,0	3 b)
		with fillet or partial penetration welds with throat $< 0{,}8e_{min}$ [8)]	OS2.4	Equation (9.5-10) or (9.5-12)		3,0 with Class acc. Table 17-4	
				P_{max} of component of thickness e_{min} (unpierced shell or nozzle)		1,8 with Class 32	
	Nozzle (with thickness e_n) with reinforcing plate (with thickness e_p)	with full penetration welds	OS3.1	Equation (9.5-10) or (9.5-12)	$0{,}7 \le e_n / e_s \le 1{,}5$ $d_i / D_i \le 0{,}6$ and $e_p / e_s \le 1{,}0$	4,0	3 a)
		with fillet or partial penetration welds with throat $\ge 0{,}8e_{min}$	OS3.2			4,0	3 b)
		with fillet or partial penetration welds with throat $< 0{,}8e_{min}$ [8)]	OS3.3	Equation (9.5-10) or (9.5-12)		4,0 with Class acc. Table 17-4	
				P_{max} of component of thickness e_{min} (unpierced shell or nozzle)		2,4 with Class 32	

Figura 3. (ricavata da EN 13445.3, Capitolo 17, Tabella 17-1) – Valori dei fattori convenzionali di sollecitazione η da usare nel caso di connessioni di bocchelli a fasciami e/o fondi

Table 17-4 — Classification of welded joints *(continued)*

c) Branch connections

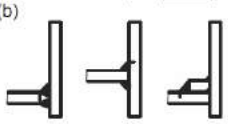
Detail No.	Joint type	Sketch of detail	Class testing group 1 or 2	Class testing group 3	Comments	Relevant details in Table 17-1
3	All types	(a)  (b) 	71 80 63 71	63 63	Full penetration welds: — as welded — if weld toes dressed — in all cases Partial penetration welds, with weld throat ≥ 0,8 x thinner thickness of connected walls: — as welded — if weld toes dressed — in all cases	OS2.1 to OS3.3

Figura 4. (ricavata da EN 13445.3, Capitolo 17, Tabella 17-4) – Classi di saldatura da usare nel caso di connessioni di bocchelli a fasciami e/o fondi secondo il Capitolo 17

K_t	K_f *per* ($\Delta\sigma=3\,\Delta\sigma_D$)	K_f *per* ($\Delta\sigma=2\,\Delta\sigma_D$)	K_f *per* ($\Delta\sigma=\Delta\sigma_D$)
1,4	1,19	1,25	1,35
1,8	1,32	1,43	1,63
100	1,98	2,47	3,91

Tabella 1. Valori del fattore di concentrazione effettivo in base al fattore di concentrazione teorico per componenti non saldati

Riferimenti

[1] ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Edizione 2015, Sezione VIII, Divisione 2

[2] EN 13445, Edizione 2014 (issue 2), “Unfired Pressure Vessels”, Parte 3 “Design”

[3] EN 13445, Edizione 2014 (issue 2), “Unfired Pressure Vessels”, Parte 4 “Fabrication”

[4] EN 13445, Edizione 2014 (issue 2), “Unfired Pressure Vessels”, Parte 5 “Inspection and Testing”

ALLEGATO A – Esempi di analisi a fatica dettagliata secondo il capitolo 18

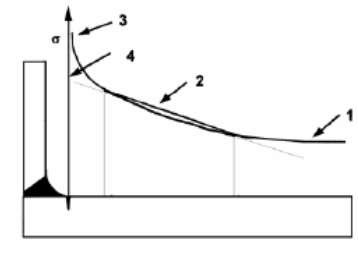
CASO A

DATI DI PROGETTO

- Pressione di progetto, **Pd** = 15.0 bar
- Temperatura di progetto, **Td** = 150 °C
- Diametro interno fasciame, **D** = 1200 mm
- Spessore fasciame, **e** = 15 mm
- Materiale fasciame e piastra SA 516 Gr. 70
- Diametro interno bocchello, **d** = 400 mm
- Spessore bocchello, **en** = 30 mm
- Materiale bocchello SA 350 LF2
- Sovraspessore di corrosione, **c** = 0.0 mm

DATI PER LA VERIFICA A FATICA (ΔP = 0 → 15 BAR)

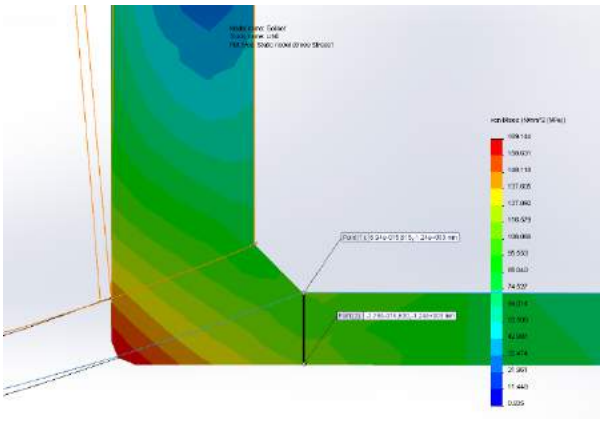
- Pressione iniziale, **Pi** = 0.0 bar
- Pressione finale, **Pf** = 15.0 bar
- Temperatura massima del ciclo, **Tmax** = 150°C
- Temperatura minima del ciclo, **Tmin** =



(Figura 18.1 di EN 13445.3, Capitolo 18)

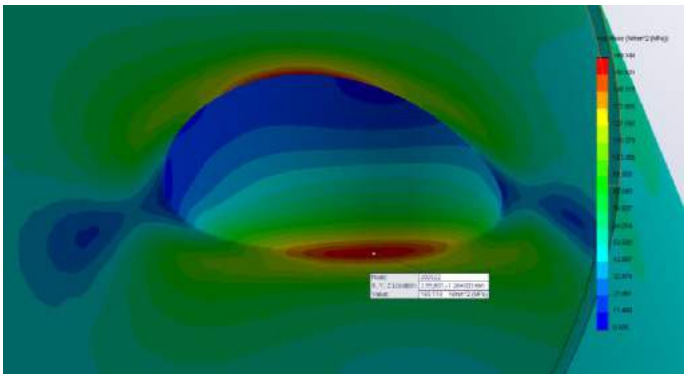
Dettagli del reticolo (elementi “brick”)

Sollecitazione totale equivalente alla pressione finale

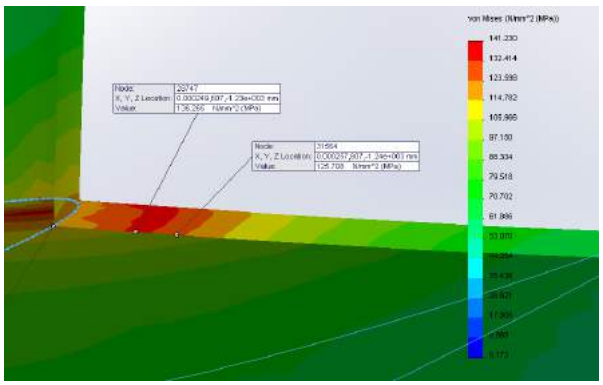


Linearizzazione delle sollecitazioni sul fasciame

Linearizzazione delle sollecitazioni sul bocchello



Sollecitazioni totali al bordo interno del bocchello (unwelded)



Linearizzazione delle sollecitazioni nella sezione longitudinale secondo il Capitolo 18 (caso peggiore)

CASO A – DETERMINAZIONE DELLA VITA A FATICA SECONDO IL CAPITOLO 18 (ANALiSI DETTAGLIATA)										
	Sollecitazioni nodali – fine ciclo									
	Node ID		Distance	SX	SY	SZ	TXY	TXZ	TYZ	
NODE A	28747		15.72	126.276	0.00026	-18.162	-0.1191	0.09783	-0.283	[MPa]
NODE B	31564		23.58	120.563	0.00287	-1.2681	0.00674	0.09681	-0.0693	[MPa]

	Sollecitazioni nodali – inizio ciclo									
	Node		Distance	SX	SY	SZ	TXY	TXZ	TYZ	
NODE A	28747		15.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	[MPa]
NODE B	31564		23.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	[MPa]

	Sollecitazioni strutturali – fine ciclo									
			Distance	SX	SY	SZ	TXY	TXZ	TYZ	
STRUCT			0	137.70	0.00	-51.95	-0.37	0.10	-0.71	[MPa]

	Sollecitazioni strutturali – inizio ciclo									
			Distance	SX	SY	SZ	TXY	TXZ	TYZ	
STRUCT			0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	[MPa]

	Variazione di sollecitazione equivalente (Par.18.6.2.2.2)									
			Distance	ΔSX	ΔSY	ΔSZ	ΔTXY	ΔTXZ	ΔTYZ	
STRUCT			0	137.70	0.00	-51.95	-0.37	0.10	-0.71	[MPa]
				Sollecitazioni principali						
				ΔS1	ΔS2	ΔS3				
				137.70	-51.96	0.00				[MPa]
	$\Delta\sigma_{eq}$ =			Max(|ΔS1- ΔS2| ; |ΔS1- ΔS3| ; |ΔS2- ΔS3|)						
	$\Delta\sigma_{eq}$ =			**189.66 ----> 104950 cicli**						[MPa]

CASO B

DATI DI PROGETTO

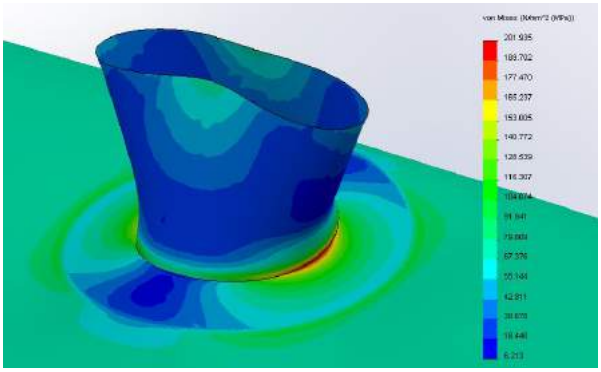
- Pressione di progetto, **Pd** = 10.0 bar
- Temperatura di progetto, **Td** = 250 °C
- Diametro interno fasciame, **D** = 1500 mm
- Spessore fasciame, **e** = 8 mm
- Materiale fasciame e piastra P295 GH EN10028-2
- Diametro esterno bocchello, **Dn** = 273 mm
- Spessore bocchello, **en** = 9.27 mm
- Materiale bocchello P265 GH EN 10216-2
- Sovraspessore di corrosione, **c** = 0.0 mm
- Spessore piastra, **ep** = 8 mm
- Larghezza piastra, **L** = 120 mm

DATI PER LA VERIFICA A FATICA (ΔP = 0 → 9 BAR)

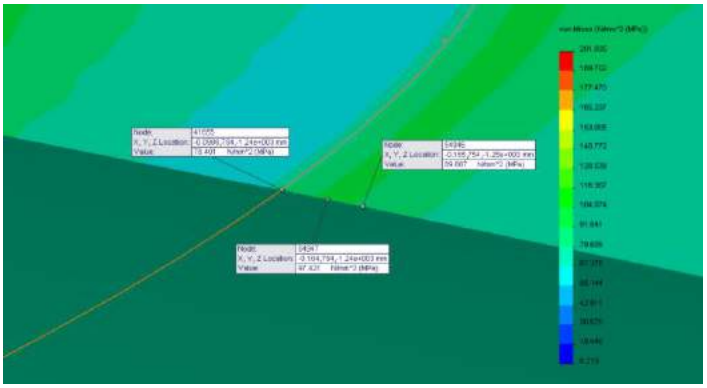
- Pressione iniziale, **Pi** = 0.0 bar
- Pressione finale, **Pf** = 9.0 bar
- Temperatura massima del ciclo, **Tmax** = 200°C
- Temperatura minima del ciclo, **Tmin** = 20°C



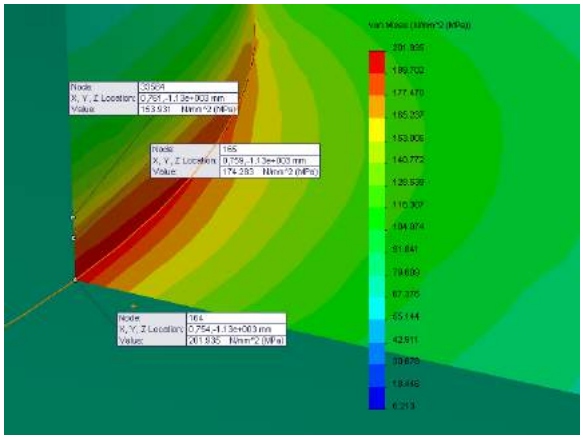
Dettagli del reticolo (elementi “shell”)



Sollecitazioni membrana + flessione alla pressione finale



Bordo esterno piastra: linearizzazione delle sollecitazioni nel piano longitudinale secondo il Capitolo 18



Attacco del bocchello: linearizzazione delle sollecitazioni nel piano longitudinale secondo il Capitolo 18 (caso peggiore)

CASO B – DETERMINAZIONE DELLA VITA A FATICA SECONDO IL CAPITOLO 18 (ANALiSI DETTAGLIATA)										
	Sollecitazioni nodali – fine ciclo									
	Node ID		Distance	SX	SY	SZ	TXY	TXZ	TYZ	
NODE A	165		4.92	133.269	-63.939	0.012	-1.321	-0.234	-0.003	[MPa]
NODE B	33564		7.38	131.772	-37.418	0.011	-0.621	-0.105	-0.003	[MPa]

	Sollecitazioni nodali – inizio ciclo									
	Node		Distance	SX	SY	SZ	TXY	TXZ	TYZ	
NODE A	165		4.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	[MPa]
NODE B	33564		7.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	[MPa]

	Sollecitazioni strutturali – fine ciclo									
			Distance	SX	SY	SZ	TXY	TXZ	TYZ	
STRUCT			0	136.26	-116.98	0.01	-2.72	-0.49	0.00	[MPa]

	Sollecitazioni strutturali – inizio ciclo									
			Distance	SX	SY	SZ	TXY	TXZ	TYZ	
STRUCT			0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	[MPa]

	Variazione di sollecitazione equivalente (Par.18.6.2.2.2)									
			Distance	ΔSX	ΔSY	ΔSZ	ΔTXY	ΔTXZ	ΔTYZ	
STRUCT			0	136.26	-116.98	0.01	-2.72	-0.49	0.00	[MPa]
				Sollecitazioni principali						
				ΔS1	ΔS2	ΔS3				
				136.29	-117.01	0.01				[MPa]
	$\Delta\sigma_{eq}$ =			Max(|ΔS1- ΔS2| ; |ΔS1- ΔS3| ; |ΔS2- ΔS3|)						
	$\Delta\sigma_{eq}$ =			**253.30 ----> 40297 cicli**						[MPa]

ALLEGATO B – Esempi di analisi a fatica semplificata secondo il capitolo 17

Case A - Nozzle #1

Simplified fatigue assessment according to EN13445-3 Clause 17

Load condition 1, load details

Design pressure	P	=	1.50 MPa
Pressure range	ΔP	=	1.50 MPa
Minimum operating temperature during cycle	Tmin	=	20 °C
Maximum operating temperature during cycle	Tmax	=	150 °C
Design temperature	T	=	150 °C
Number of required fatigue cycles	Nreq	=	10000
Highest allowable stress between involved materials contributing to Pmax	f	=	154.67 MPa
Ultimate tensile strength at room temperature	Rm	=	483.00 MPa
Yield strength at design temperature	Rp0.2/T	=	219.00 MPa

Load condition 1, Circumferential butt weld

Maximum allowable pressure (cylinder)	Pmax	=	23.67 MPa
Calculation thickness	en	=	30.00 mm
Joint efficiency	z	=	1.00000
Partial stress factor	η0	=	0.10000
Offset	δ	=	3.00 mm
Partial stress factor	η1=δ/(2·en)	=	0.05000
Stress factor	η=(1+η0+η1)·z	=	1.15000
Pseudo-elastic stress range	Δσ=(ΔP/Pmax)·η·f	=	11.27 MPa
Equivalent number of full pressure cycles	Neq	=	2.54449
Thickness correction factor	Ce=(25/en)^0.25	=	0.95544
Assumed mean cycle temperature	T*=0.75·Tmax+0.25·Tmin	=	118 °C
Temperature correction factor	CT	=	0.99167
Weld class	C	=	71
Endurance limit	ΔσD	=	52.33 MPa
Cut-off limit	Δσcut	=	28.76 MPa
Fictitious stress range for insertion into the fatigue design curves	Δσ*=[Δσ/Ce·CT]	=	11.90 MPa
Number of allowable fatigue cycles	N=∞	=	Unlimited
Since Δσ* < Δσcut, the fatigue action of the cycles shall be ignored			
Partial fatigue damage index	D=0	=	0

Load condition 1, Nozzle without pad weld

Maximum allowable pressure (opening)	Pmax	=	3.71 MPa
Calculation thickness	en	=	15.00 mm
Stress factor	η	=	3.00000
Pseudo-elastic stress range	Δσ=(ΔP/Pmax)·η·f	=	187.39 MPa
Equivalent number of full pressure cycles	Neq	=	658.74038
Thickness correction factor	Ce	=	1.00000
Assumed mean cycle temperature	T*=0.75·Tmax+0.25·Tmin	=	118 °C
Temperature correction factor	CT	=	0.99167
Weld class	C	=	63
Endurance limit	ΔσD	=	46.43 MPa
Cut-off limit	Δσcut	=	25.52 MPa
Fictitious stress range for insertion into the fatigue design curves	Δσ*=[Δσ/Ce·CT]	=	188.97 MPa
Number of allowable fatigue cycles	$N=5e+6\cdot(0.737\cdot C/\Delta\sigma^*)^3$	=	74169
Partial fatigue damage index	D=Nreq/N	=	0.13483

Fatigue cycles and damage index summary

Load 1, partial damage index for Circumferential butt weld	=	0
Total damage index: Circumferential butt weld	=	0
Load 1, partial damage index for Nozzle without pad weld	=	0.13483
Total damage index: Nozzle without pad weld	=	0.13483
		TDI(1)<1: Ok
		TDI(2)<1: Ok

Case B - Nozzle #1

Simplified fatigue assessment according to EN13445-3 Clause 17

Load condition 1, load details			
Design pressure	P	=	1.00 MPa
Pressure range	ΔP	=	0.90 MPa
Minimum operating temperature during cycle	Tmin	=	20 °C
Maximum operating temperature during cycle	Tmax	=	200 °C
Design temperature	T	=	250 °C
Number of required fatigue cycles	Nreq	=	10000
Highest allowable stress between involved materials contributing to Pmax	f	=	139.33 MPa
Ultimate tensile strength at room temperature	Rm	=	410.00 MPa
Yield strength at design temperature	Rp0.2/T	=	171.00 MPa
Load condition 1, Circumferential butt weld			
Maximum allowable pressure (cylinder)	Pmax	=	6.98 MPa
Calculation thickness	en	=	9.27 mm
Joint efficiency	z	=	1.00000
Partial stress factor	η0	=	0.10000
Offset	δ	=	1.00 mm
Partial stress factor	η1=δ/(2·en)	=	0.05394
Stress factor	η=(1+η0+η1)·z	=	1.15394
Pseudo-elastic stress range	Δσ=(ΔP/Pmax)·η·f	=	20.74 MPa
Equivalent number of full pressure cycles	Neq	=	21.45880
Thickness correction factor	Ce	=	1.00000
Assumed mean cycle temperature	T*=0.75·Tmax+0.25·Tmin	=	155 °C
Temperature correction factor	CT	=	0.97071
Weld class	C	=	63
Endurance limit	ΔσD	=	46.43 MPa
Cut-off limit	Δσcut	=	25.52 MPa
Fictitious stress range for insertion into the fatigue design curves	Δσ*=[Δσ/Ce·CT]	=	21.36 MPa
Number of allowable fatigue cycles	N=∞	=	Unlimited
Since Δσ* < Δσcut, the fatigue action of the cycles shall be ignored			
Partial fatigue damage index	D=0	=	0
Load condition 1, Nozzle with pad weld			
Maximum allowable pressure (opening)	Pmax	=	1.47 MPa
Calculation thickness	en	=	8.00 mm
Stress factor	η	=	4.00000
Pseudo-elastic stress range	Δσ=(ΔP/Pmax)·η·f	=	342.09 MPa
Equivalent number of full pressure cycles	Neq	=	2312.37736
Thickness correction factor	Ce	=	1.00000
Assumed mean cycle temperature	T*=0.75·Tmax+0.25·Tmin	=	155 °C
Temperature correction factor	CT	=	0.97071
Weld class	C	=	71
Endurance limit	ΔσD	=	52.33 MPa
Cut-off limit	Δσcut	=	28.76 MPa
Fictitious stress range for insertion into the fatigue design curves	Δσ*=[Δσ/Ce·CT]	=	352.41 MPa
Number of allowable fatigue cycles	$N=5e+6\cdot(0.737\cdot C/\Delta\sigma^*)^3$	=	16369
Partial fatigue damage index	D=Nreq/N	=	0.61092
Load condition 1, Nozzle with pad weld			
Maximum allowable pressure (opening)	Pmax	=	1.47 MPa
Calculation thickness	en	=	8.00 mm
Stress factor	η	=	4.00000
Pseudo-elastic stress range	Δσ=(ΔP/Pmax)·η·f	=	342.09 MPa
Equivalent number of full pressure cycles	Neq	=	2312.37736
Thickness correction factor	Ce	=	1.00000
Assumed mean cycle temperature	T*=0.75·Tmax+0.25·Tmin	=	155 °C
Temperature correction factor	CT	=	0.97071
Weld class	C	=	63
Endurance limit	ΔσD	=	46.43 MPa
Cut-off limit	Δσcut	=	25.52 MPa
Fictitious stress range for insertion into the fatigue design curves	Δσ*=[Δσ/Ce·CT]	=	352.41 MPa
Number of allowable fatigue cycles	$N=5e+6\cdot(0.737\cdot C/\Delta\sigma^*)^3$	=	11436
Partial fatigue damage index	D=Nreq/N	=	0.87446
Fatigue cycles and damage index summary			
Load 1, partial damage index for Circumferential butt weld		=	0
Total damage index: Circumferential butt weld		=	0
Load 1, partial damage index for Nozzle with pad weld		=	0.61092
Total damage index: Nozzle with pad weld		=	0.61092
Load 1, partial damage index for Nozzle with pad weld		=	0.87446
Total damage index: Nozzle with pad weld		=	0.87446
			TDI(1)<1: Ok
			TDI(2)<1: Ok
			TDI(3)<1: Ok

Stress Intensification Factors di giunti a tee senza rinforzo fabbricati con curve saldate su tubi diritti in acciaio al carbonio

L. Scano*

*Studio Scano Associato

Sommario

Nell'ambito delle valutazioni Fitness-For-Service (FFS) di tubazioni in acciaio al carbonio esercite a bassa pressione e temperatura, è possibile incontrare tee fuori standard, realizzati tramite saldatura di una curva, a guisa di branch-pipe, su un run-pipe diritto. Per tali giunti, il calcolo degli sforzi non è codificato, non essendo disponibili gli Stress Intensification Factors (SIF) nei principali codici di calcolo internazionali.
Nel presente lavoro è stata eseguita una estesa campagna di simulazioni FEM su differenti geometrie di giunzioni fabbricate con curve: sono stati considerati run-pipe di diametro variabile da DN80 a DN250 e branch-pipe aventi diametri compresi tra DN50 e DN250. Sono stati inoltre presi in esame tre Schedule: SCH10, SCH40 e SCH80, ritenuti significativi per i giunti di maggior riscontro nella pratica FFS. I SIF sono stati calcolati analiticamente e confrontati con quelli relativi ai normali giunti fabbricati con tubi diritti, questi ultimi valutati sia tramite FEA, sia con formule codificate. A tal proposito, è stato inoltre valutato l'impatto della flessibilità della curva sui SIF nel caso dei giunti aventi run-pipe e branch-pipe di egual diametro. Infine, è stata eseguita un'analisi parametrica modificando gli offset tra gli assi del run-pipe e della curva in modo da valutare l'impatto di questi sui SIF.
L'analisi ha mostrato come la geometria curva sia rilevante solo nel caso in cui i diametri dei tubi run e branch siano uguali. Sulla base dei risultati ottenuti è stata infine proposta una formula per calcolare i SIF dei collegamenti con branch curvi, a partire da quelli codificati relativi all'analoga geometria a tubi diritti. Tale formula è stata quindi con successo applicata a un case-study reale.

1. Nomenclatura

D	diametro esterno del run-pipe (mm)
d	diametro esterno del branch-pipe (mm)
FCA	margine di corrosione futura secondo API 579-1 (mm)
h	caratteristica di flessibilità del giunto a tee fabbricato senza rinforzo
i	Stress Intensification Factor
l	offset tra l'asse del run-pipe e quello della curva costituente il branch (mm)
k_e	fattore di flessibilità della curva secondo piping code
M	momento flettente agente sugli estremi del giunto (Nmm)
PS	pressione massima ammissibile (barg)
R_e	raggio mediano della curva costituente l'elbow-tee (mm)
T	spessore del run-pipe, al netto di FCA, se applicabile (mm)
t	spessore del branch-pipe, al netto di FCA, se applicabile (mm)
Z	modulo di resistenza flessionale della sezione del tubo (mm^3)
Δl	incremento di offset (mm)
δ	rapporto medio diametro su spessore tubi run e branch
σ_1	massimo sforzo principale agente sulla giunzione (MPa)

Pedici:

$_b$	branch pipe
$_e$	elbow, condotto curvo
$_i$	in-plane bending
$_o$	out-of-plane bending

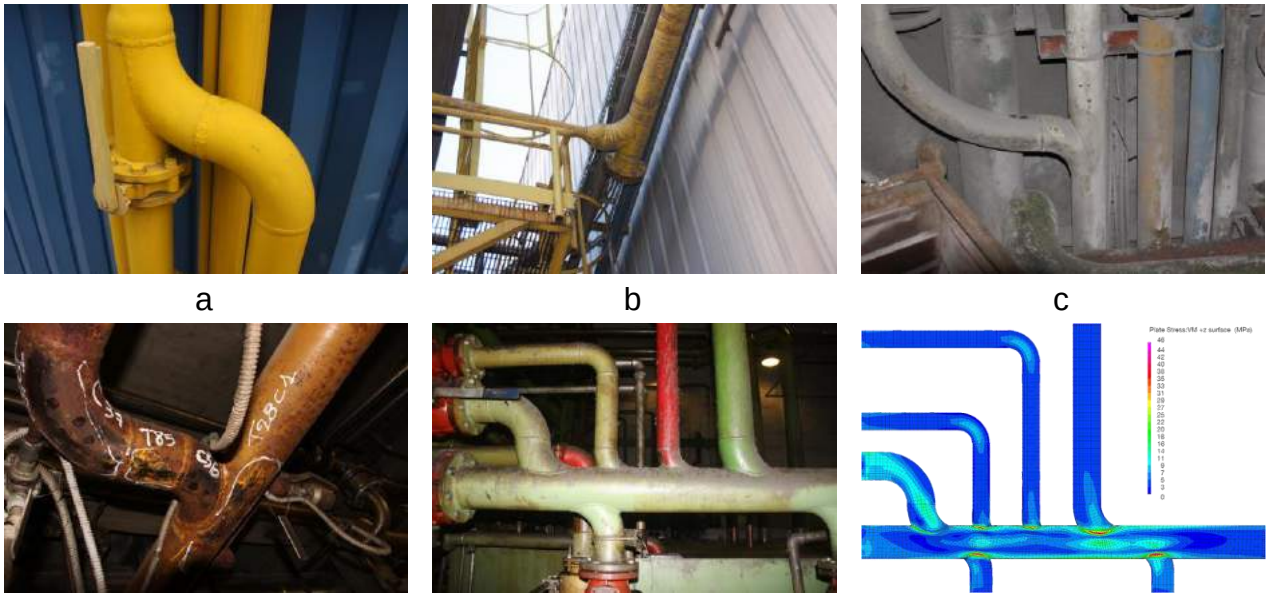
2. Introduzione

I giunti a tee fabbricati senza rinforzo sono uno dei componenti più diffusi nei sistemi di tubazioni e, nella configurazione più semplice (non rinforzati), sono costruiti per saldatura diretta di un tubo branch a 90° su un tubo principale (run). Dal punto di vista meccanico strutturale, la giunzione ha un effetto di concentrazione degli sforzi indotti dai momenti esterni applicati e l'apertura introdotta nel run-pipe deve essere altresì verificata per l'azione della pressione interna, adottando i consueti metodi di compensazione delle aree. I principali codici di progettazione di tubazioni come la EN 13480-3 [1] o le ASME B31.1 [2] e B31.3 [3] forniscono delle formule per calcolare l'incremento degli sforzi longitudinali agenti sulla giunzione sotto l'azione dei momenti di estremità (Stress Intensification Factor, o SIF, indicato con il simbolo i). Queste correlazioni, fornite dalla normativa, non derivano da analisi di tipo statico, ma discendono direttamente da prove a fatica eseguite da Markl [4] alla fine degli anni cinquanta. In quel periodo infatti, il fine primo delle analisi di flessibilità di tubazioni era rivolto alla valutazione del range termico e quindi alla modalità di cedimento per mancato assestamento plastico (ratcheting), che è intrinsecamente un fenomeno legato al funzionamento ciclico. Successivamente, tuttavia, diversi studi e estese simulazioni FEM [5][6][7][8] hanno confermato la validità delle relazioni di Markl, che continuano ad essere implementate nei codici di progetto e sono con successo utilizzate dai progettisti di tubazioni in tutto il mondo.

Nell'ambito della valutazione di integrità strutturale tipo Fitness-For-Service di vecchi sistemi di tubazioni, ad esempio per applicazione dell'art. 16 del D.M. 329/04 [9], è abbastanza comune rilevare sul campo giunzioni a tee fuori standard, realizzate per intersezione di tubi diritti ad angoli diversi da 90° (laterals) oppure fabbricate per saldatura di una curva su un run-pipe diritto (elbow-branch connection). Un'analisi estensiva per la valutazione dei SIF dei tee laterali è stata recentemente proposta da Mair [10]. Un approccio analogo per i tee costruiti con gomiti è stato invece presentato dall'autore [11][12] e riassunto nella presente memoria.

I tee fabbricati con curve risultano essere piuttosto comuni in tubazioni in acciaio al carbonio per impieghi a bassa pressione e temperatura costruite prima dell'introduzione della Direttiva PED [13], oppure in quelle da essa esenti. Posseggono il vantaggio idraulico di indurre minori perdite di carico durante il servizio con liquidi (acqua o olio) ma sono spesso utilizzati anche nell'impiego con gas tecnici, soprattutto aria, azoto, gas naturale o ossigeno (Figura 1, a-e). In ambito Fitness-For-Service e prendendo a riferimento il codice API 579-1 [14], le tubazioni sono classificate componenti "type-B" (non esiste una relazione diretta tra spessore delle membrature e pressione applicata) a causa dell'effetto degli sforzi longitudinali (sostenuti e termici) determinabili solo tramite stress analysis. Quest'ultima è quindi indispensabile nell'ambito di un assessment Level 2 in condizioni di spessore minimo al netto del margine di corrosione futura (Future Corrosion Allowance, FCA). Qualora siano presenti tee fabbricati con curve è necessario eseguire un'analisi Level 3 con modelli FE realizzati ad hoc, vista l'assenza dei relativi SIF all'interno delle principali norme di progetto [15]. Tali procedure sono efficienti ma estremamente onerose in termini di tempo e costi associati.

Fine del presente lavoro è stato quindi quello di determinare, tramite estese simulazioni FEM e relative analisi parametriche, le correlazioni esistenti tra i SIF dei tee fabbricati con



a b c

d e f

Figura 1. Esempi applicativi di giunzioni fabbricate con curve (a-e) e FEA di dettaglio della tubazione “e” in ambito FFS (API 579-1 Level 3, f)

curve (SIF_e) e quelli relativi ai giunti di medesima geometria ma di tipo standard (giunti equivalenti). In particolar modo, si è voluto valutare quando i SIF dei giunti standard equivalenti possono essere utilizzati conservativamente nell’analisi dei tee dotati di curve e, eventualmente, determinare una formula per il calcolo dei SIF_e a partire da quelli standard, nel caso in cui il loro impiego non sia cautelativo. In una prima fase dell’analisi sono state considerate unicamente giunzioni con run-pipe e elbow-branch coassiali (concentric elbow-branch connection). Sono stati costruiti i modelli FE per 42 geometrie di comune riscontro impiantistico e tutti i modelli sono stati realizzati nella configurazione con curva e in quella equivalente standard. Il rapporto tra i SIF_e dei tee con curva e quelli equivalenti è risultato significativamente superiore a 1 solo nel caso di rapporto unitario tra i diametri branch e run ($d/D = 1$) e per caricamento out-of-plane. Tale comportamento è stato direttamente correlato all’effetto della flessibilità k_e della curva sulla giunzione, indagato parametricamente. Successivamente, è stato investigato il ruolo dell’offset l tra curva e run-pipe (Figura 2, non-concentric elbow-branch connection) considerando 144 geometrie ad offset crescente. Un aumento di offset, soprattutto per i SIF_e calcolati lato branch, ha comportato una diminuzione degli sforzi sul giunto, anche in questo caso in particolar modo per caricamento fuori dal piano della giunzione. Al termine dell’analisi è stata infine ricavata una formula per il calcolo dei SIF dei giunti con curva a partire da quelli a codice del relativo tee fabbricato equivalente.

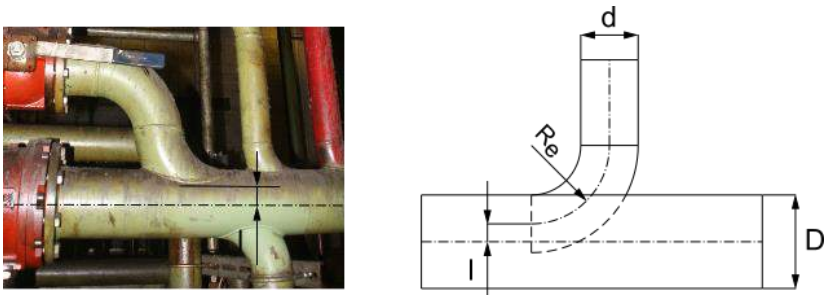


Figura 2. Geometria rilevante di un elbow-branch non-concentrico di offset l

3. Geometrie analizzate

Sono state considerate due serie di geometrie per giunzioni di tipo concentrico e non-concentrico ad offset crescente, per un totale di 186 differenti tipologie di giunto. Nella scelta, si è cercato di includere le caratteristiche, in termini di diametri, spessori e tipo di curve, di maggior riscontro nella pratica relativa all'integrità strutturale di tubazioni in acciaio al carbonio operanti a bassa pressione e temperatura.
Per l'analisi degli elbow-tee concentrici sono state prese in esame 42 differenti geometrie aventi diametro del tubo run variabile da DN80 e DN250 e del tubo branch da DN50 a DN250. Gli spessori sono stati invece scelti in riferimento agli Schedule 10, 40 e 80 e sono state incluse nello studio unicamente curve del tipo "Long Radius". Nel caso dei giunti non-concentrici sono state analizzate 144 geometrie originate da 24 configurazioni di base aventi diametri del run-pipe variabili da DN100 a DN250, del branch da DN50 a DN150, e spessori di nuovo Schedule 10, 40 e 80. In questi casi l'offset è stato fatto variare da 0 a [(D–d)/2 – t] in 5 intervalli di estensione pari a Δl. La Tabella 1 riassume il complesso delle geometrie analizzate. I casi indicati come "N.I." sono stati esclusi in quanto l'elevata curvatura della gomito comportava l'introduzione di un punto di concentrazione non presente nelle altre geometrie, rendendo quindi impossibile il confronto tra i SIF_e relativi.

D	d	R_e	SCH 10		SCH 40		SCH 80		Δl	l
			T	t	T	t	T	t		
mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm
273.0	273.0	381.0	4.2	4.2	9.3	9.3	15.1	15.1		
	219.1	304.8	4.2	3.8	9.3	8.2	15.1	12.7		
	168.3	228.6	4.2	3.4	9.3	7.1	15.1	11.0	9.1	45.3
	114.3	152.4	4.2	3.0	9.3	6.0	15.1	8.6	14.7	73.4
219.1	219.1	304.8	3.8	3.8	8.2	8.2	12.7	12.7		
	168.3	228.6	3.8	3.4	8.2	7.1	12.7	11.0		
	114.3	152.4	3.8	3.0	8.2	6.0	12.7	8.6	9.3	46.4
	88.9	114.3	3.8	3.0	8.2	5.5	12.7	7.6	11.9	59.6
168.3	168.3	228.6	3.4	3.4	7.1	7.1	11.0	11.0		
	114.3	152.4	3.4	3.0	7.1	6.0	11.0	8.6		
	88.9	114.3	3.4	3.0	7.1	5.5	11.0	7.6	6.8	34.2
	73.0	95.2	3.4	3.0	7.1	5.2	11	7.0	8.5	42.5
114.3	114.3	152.4	N.I.	N.I.	N.I.	N.I.	N.I.	N.I.		
	88.9	114.3	3.0	3.0	5.5	5.5	7.6	7.6		
	73.0	95.2	3.0	3.0	5.5	5.2	7.6	7.0	3.1	15.5
	60.3	76.2	3.0	2.8	5.5	3.9	7.6	5.5	4.6	23.1
88.9	88.9	114.3	N.I.	N.I.	N.I.	N.I.	N.I.	N.I.		
	73.0	95.2	3.0	3.0	5.2	5.2	7.0	7.0		
	60.3	76.2	3.0	2.8	5.2	3.9	7.0	5.5		

Tabella 1. Geometrie degli elbow-branch concentrici inclusi nello studio

4. Modelli FE, FEA e analisi parametrica

I modelli FE dei tee sono stati costruiti tramite il software commerciale Straus7 rel. 2.4.6 utilizzando elementi shell quadratici a 8 nodi. Sono stati realizzati nel complesso 42 modelli di elbow-tee concentrici, 42 modelli di giunti a tee fabbricati equivalenti e 144 modelli di elbow-tee non-concentrici, per un totale di 228 modelli FE complessivi. In tutti i casi, i rapporti d/t e D/T sono sempre risultati inferiori a 20, giustificando l'ipotesi di parete sottile e l'adozione di elementi bidimensionali lineari nello spessore. La mesh di ogni modello è stata adeguatamente raffinata sulla linea di intersezione, mantenendo una dimensione media

degli elementi pari alla metà dello spessore minimo collegato, così come suggerito dalla letteratura tecnica relativa alla modellazione FEM delle giunzioni tra cilindri [5][9][16]. Le mesh sono state infine automaticamente verificate dal software per distorsioni, warping e aspect-ratio degli elementi.
Il caricamento dei modelli è stato eseguito vincolando una estremità del run-pipe e applicando i momenti flettenti ai rimanenti terminali in modo da originare un'azione complessiva in-plane e out-of-plane. Non sono stati considerati i momenti torcenti, non essendo questi vincolanti per il calcolo dei SIF e le verifiche a codice. I SIF sono stati valutati, a partire dai risultati di una FEA elastica lineare, utilizzando il valore del massimo sforzo principale sulla giunzione:

$$i = \frac{\sigma_1}{2M/Z} \tag{1}$$

dove il termine al denominatore indica lo sforzo equivalente che si avrebbe su un tubo saldato diritto dotato dello stesso modulo di resistenza Z e sottoposto al medesimo momento flettente M. Il coefficiente 2 tiene conto della concentrazione degli sforzi (ricavata dai test di Markl a fatica [4]) che si origina in un tratto rettilineo a causa della saldatura. Si sottolinea come il modulo dei momenti applicati, e quindi la magnitudo degli sforzi risultanti, sia del tutto arbitraria, essendo rilevanti, ai fini della presente, unicamente il rapporto adimensionale espresso dall'Equazione (1).
I SIF indicati dai codici di calcolo sono invece tipicamente forniti in funzione della caratteristica di flessibilità del giunto h, e.g., per ASME B31.3 e EN 13480-3:

$$h = \frac{2T}{(D-T)} \tag{2}$$

$i_o = \frac{0.9}{h^{2/3}} \quad i_i = 0.75 \cdot i_o + 0.25$	$i_o = \frac{0.9}{h^{2/3}} \quad i_i = \frac{0.75}{h^{2/3}}$
ASME B31.3	EN13480-3

Un estratto dei risultati delle simulazioni FEM è presentato alla Figura 3. Nella parte superiore è illustrato l'andamento dello sforzo di Von Mises alla superficie esterna dei tubi per caricamento in-plane e out-of-plane nella configurazione d/D = 1 e d = D = 273 (DN250, SCH40). Vengono confrontati l'elbow-tee e il relativo tee fabbricato equivalente. In quella inferiore è presentato invece lo stesso sforzo per la geometria di elbow-branch con riduzione DN250-DN150, SCH40. Il confronto in questo caso è eseguito tra la configurazione ad offset minimo $l = \Delta l$ e quella ad offset massimo $l = 5 \cdot \Delta l$.
Dall'analisi dei risultati appare immediatamente evidente, come già noto nel caso dei tee fabbricati standard, che il caricamento out-of-plane al lato branch-pipe è quello più oneroso in termini di sforzo indotto nelle membrature. Il codice ASME B31.1, ad esempio, considera unicamente il suo contributo per la determinazione dei SIF al fine delle verifiche di progetto. Si osserva inoltre come lo stato di sforzo in-plane si mantenga pressoché inalterato, sia come modulo che come distribuzione di massima, nelle configurazioni del giunto con e senza curva. Nel caso di tee con riduzione, inoltre, anche la variazione dell'offset nel caso di elbow-branch non modifica sostanzialmente lo stato di sforzo prodotto dai carichi nel piano. Se i momenti agiscono invece fuori dal piano, si nota immediatamente un brusco aumento dello stato di sforzo nel giunto fabbricato con la curva rispetto al caso standard equivalente quando d/D = 1. Se d/D < 1 la differenza in termini di sforzo risulta essere invece minima. La Figura 4 presenta l'andamento parametrico dei SIF massimi determinati tramite FEA (caricamento out-of-plane, lato branch) in funzione del parametro $\delta = (D/T + d/t)/2$ e del rapporto dei diametri d/D nel caso di giunto fabbricato con e senza curva.

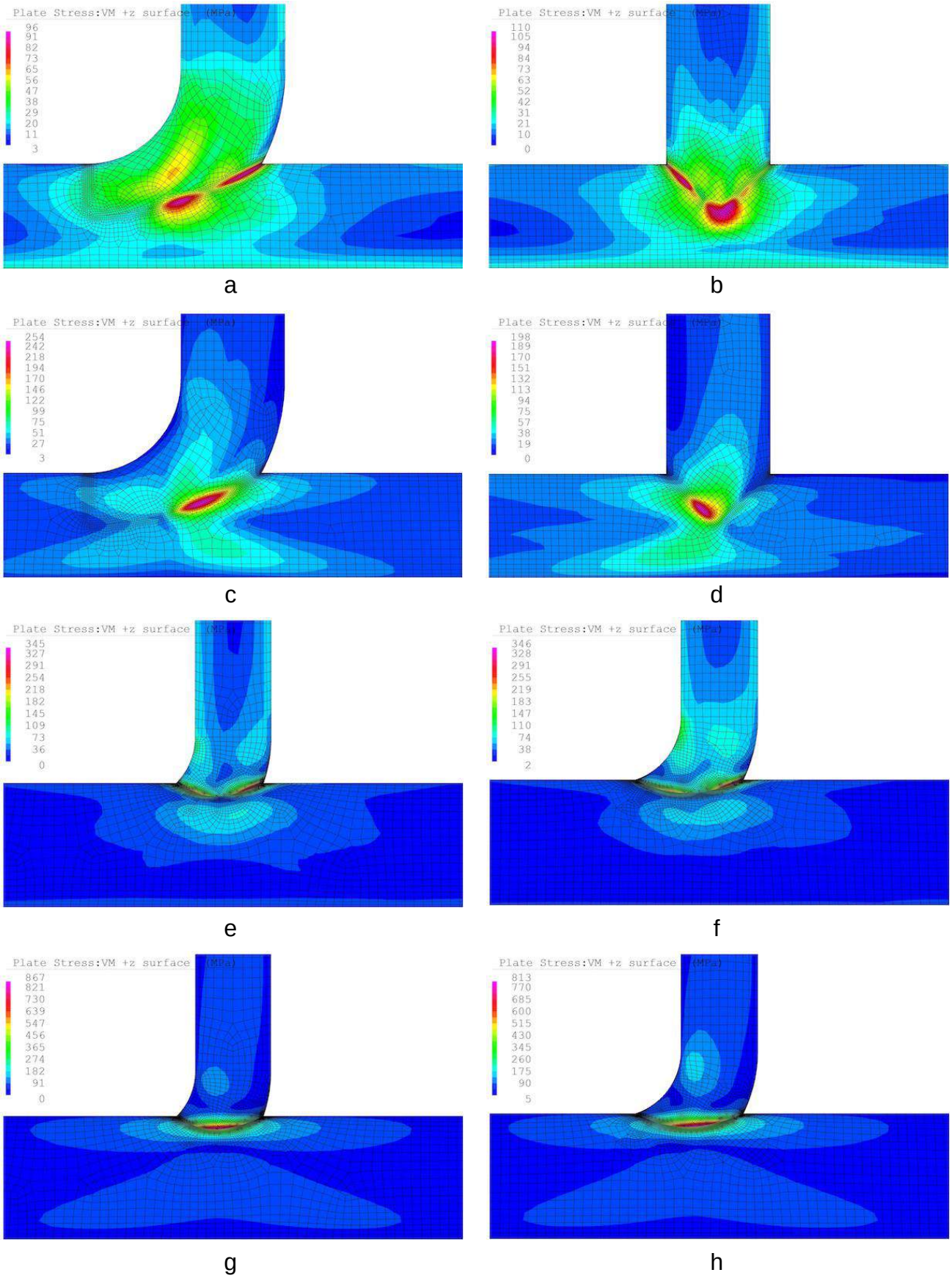


Figura 3. Sforzi di Von Mises al diametro esterno: giunti DN250-DN250, SCH40 (a-d) e DN250-DN150, SCH40 (e-f); in-plane bending (a-b. e-f) e out-of-plane bending (c-d, g-h); offset minimo l = Δl (e, g) e massimo l = 5·Δl (f, h)

Si può osservare un andamento quasi lineare dei SIF con δ e si nota chiaramente l'incremento netto dei valori per d/D = 1 nel caso di giunzione fabbricata con curva. In tal caso il rapporto SIF_e / SIF è sempre superiore a 1 e variabile da 1.1 a 1.35.

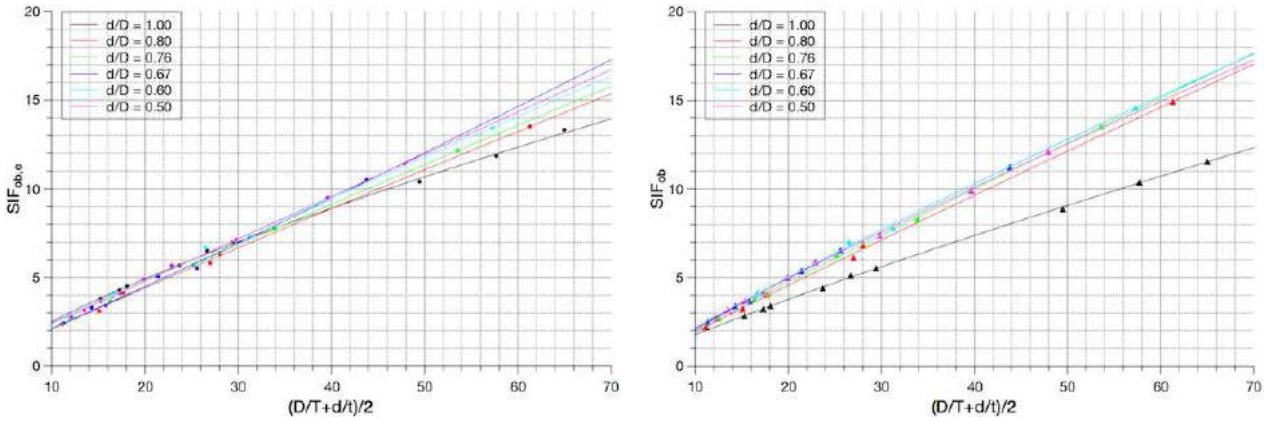


Figura 4. SIF out-of-plane lato branch per tee con curva (sinistra) e standard (destra) in funzione del fattore δ e del rapporto d/D

Una possibile origine di tale incremento nel caso d/D = 1 è da ricercarsi nella flessibilità della curva, quantificabile con un fattore di flessibilità k_e definito a codice come:

$$k_e = \frac{1.65}{h_e} = \frac{1.65(d-t)^2}{4tR_e} \qquad (3)$$

L'andamento dei SIF_e in funzione di k_e è riportato alla Figura 5. Si nota immediatamente il forte incremento dei SIF_e sul branch pipe per caricamento out-of-plane che trova poi riscontro nell'aumento dello stato di sforzo riportato in Figura 3c.

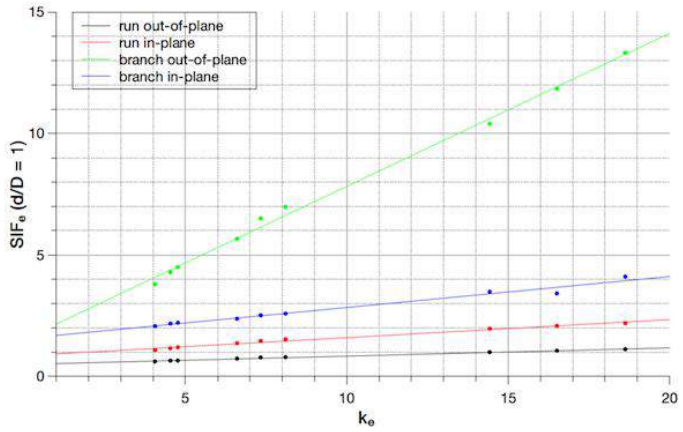


Figura 5. Andamento dei SIF rispetto al fattore di flessibilità della curva per gli elbow-tee con d/D = 1

Il ruolo dell'offset l tra asse del tubo run e asse del condotto curvo è stato valutato tramite analisi parametrica per i 144 casi di tee con riduzione e i risultati ottenuti sono riportati in Figura 6. Si osserva come per valori di δ < 20 non ci sia praticamente nessuna variazione dei SIF_e dominanti al variare dell'offset. Essi invece tendono a diminuire con l per δ > 20 con un decremento massimo pari al 13% del loro valore iniziale.

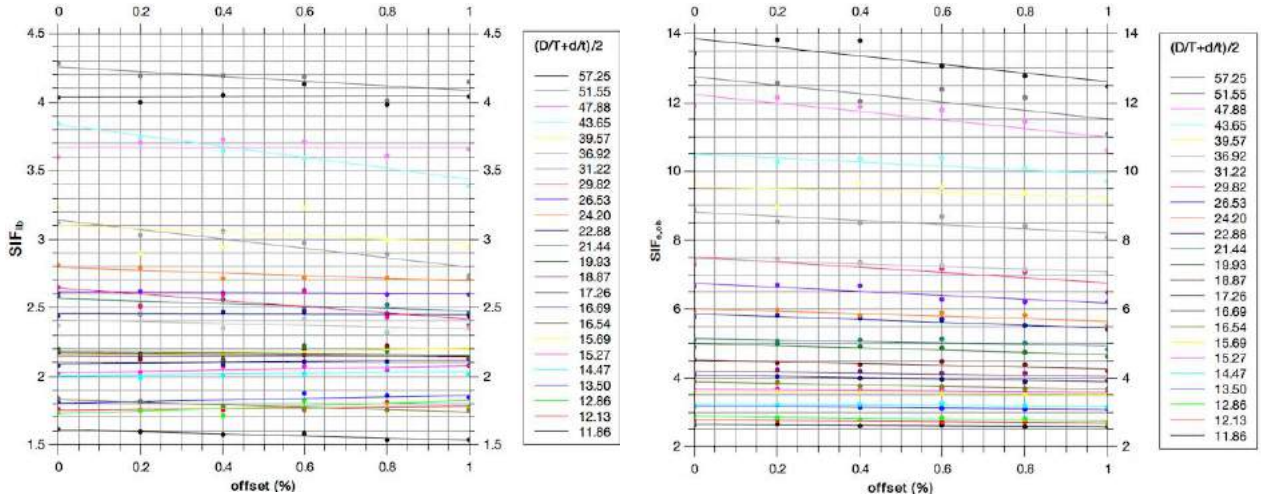


Figura 6. SIF in-plane e out-of-plane lato branch per tee con curva al variare di l e in funzione di δ

In funzione dei dati ottenuti tramite FEA, sono stati messi in correlazione i SIF_e relativi ai tee fabbricati con curve e i SIF_{code} forniti a codice per i relativi giunti standard equivalenti. Il confronto è stato eseguito rispetto al SIF dominante (out-of-plane, lato branch) in tutti i casi in cui $SIF_e > SIF_{code}$ ed è riportato in Figura 7.

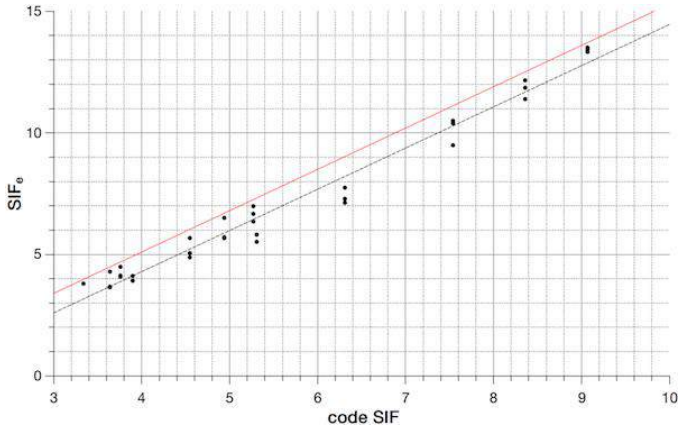


Figura 7. Confronto SIFe vs. SIFcode

Interpolando linearmente i dati ottenuti e considerando l'upper-limit conservativo della distribuzione (retta rossa in Figura 7), si è giunti alla seguente relazione:

$$i_e = 1.7 \cdot i - 1.7 \qquad (4)$$

dove i è il SIF fornito a codice per il tee fabbricato di tipo standard.
L'Eq. (4) permette, in maniera semplice, rapida e conservativa, di calcolare il SIF_e di un elbow-tee ai fini di una stress analysis in ambito FFS, a partire dal dato codificato reperibile nei piping code.

L'Eq. (4) è inoltre utilizzabile, in maniera conservativa, anche in tutti i casi di elbow-tee ridotti con offset, tendendo a diminuire i tassi di sforzo con l in tali casi (Figura 6). Una formula meno conservativa dell'Eq. (4), che tiene effettivamente conto anche del ruolo dell'offset l, è comunque riportata in [12].

5. Applicazione ad un caso pratico di elbow-tee

Si riporta, a titolo esemplificativo, un case study di interesse affrontato dall'autore durante l'analisi FFS di una tubazione dedicata al trasporto di gas naturale all'interno di uno stabilimento industriale (DN150, PS = 3.0 barg) nell'ambito della valutazione dello stato di conservazione ed efficienza di cui all'art. 16 del D.M. 329/04 e alla circolare applicativa ISPESL A00-09/0005411/08 [17].
La tubazione è presentata in Figura 8 e consiste in un tratto di by-pass dotato di 2 giunti a tee fabbricati con curve tipo "Long Radius" e d/D = 1. Il giunto superiore possiede spessore

di calcolo del branch, corretto del fattore FCA previsto dalla API 579-1, pari a 4.15 mm, quello inferiore invece possiede t = 4.02 mm. I SIF_{code} massimi (out-of-plane) previsti dalla EN 13480-3 (Eq. (2)) risultano pari a 6.256 e 6.518, rispettivamente. Utilizzando la formula (4), i SIF_e per i due elbow-tee risultano pari invece a 8.935 e 9.381, con un incremento superiore al 40% rispetto ai valori forniti dal piping code per tee fabbricati standard.



Figura 8. Case study: tubazione reale dotata di due elbow-tee e stress analysis con modellazione tramite branch-connection standard e SIFe calcolati tramite l'Eq. (4)

Per testare la validità dell'Eq. (4) è stata eseguita una stress analysis standard della tubazione tramite software commerciale Bentley AutoPipe rel. 10.01.00.08, modellando gli elbow-tee come giunti standard equivalenti dotati di SIF_e calcolato tramite la formula. È stato quindi determinato lo sforzo longitudinale massimo per la combinazione di carico data dall'azione dei pesi propri, della pressione e del range termico (-30 °C). I valori massimi ottenuti sono risultati 30 MPa al giunto superiore e 31 MPa a quello inferiore. Essi sono stati quindi confrontati con quelli forniti dall'analisi FEM completa tipo API 579-1 Level 3 il cui andamento è presentato in Figura 9.

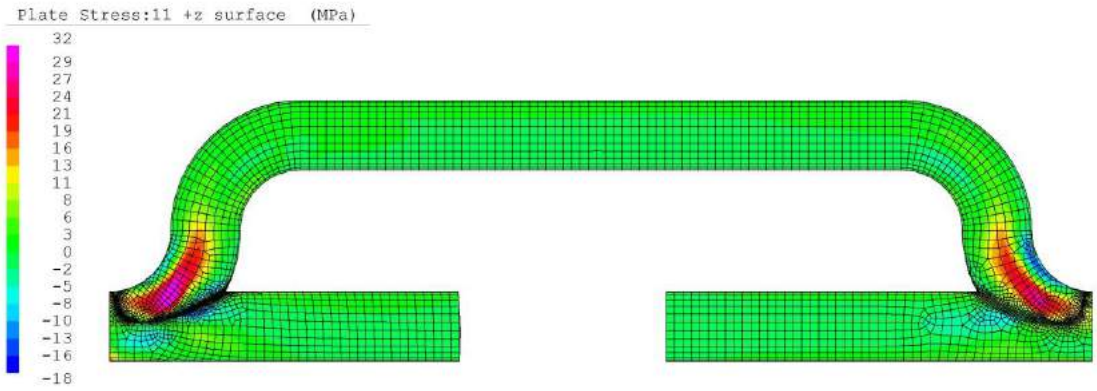


Figura 9. Andamento del massimo sforzo principale nella tubazione tramite FEA (API 579-1 Level 3)

I valori massimi di sforzo sono risultati pari a 32 e 27 MPa all'elbow-tee superiore e inferiore, rispettivamente, compatibili con quelli ottenuti tramite l'analisi semplificata e l'Eq. (4).

Utilizzando i SIF_{code}, gli sforzi sarebbero stati calcolati come 21 MPa al giunto superiore e 20 MPa a quello inferiore, con una sottostima netta superiore al 30%.

6. Conclusioni

Nel presente lavoro sono stati calcolati, tramite FEA, gli Stress Intensification Factor di un peculiare tipo di giunto a tee fabbricato senza rinforzo e realizzato utilizzando una curva saldata a guisa di branch-pipe. Tali connessioni non sono codificate per l'utilizzo con nuovi progetti ma possono essere incontrati durante le valutazioni Fitness-For-Service di vecchie tubazioni in acciaio al carbonio esercite a bassa pressione e temperatura. In questi casi, un assessment API 579-1 Level 3 è spesso necessario, non essendo disponibili a codice i SIF dei giunti da utilizzare nella stress analysis in condizioni ultime di spessore (API 579-1 Level 2).
Sono state esaminate 186 geometrie di elbow-tee, con diametri variabili da DN80 a DN250 lato run-pipe, da DN50 a DN250 lato branch-pipe, e spessori degli Schedule 10, 40 e 80. È stata valutata sia la geometria avente d/D = 1 che quella relativa ai tee con riduzione. Sono state studiate sia giunzioni concentriche, per le quali è stato eseguito un confronto diretto con il relativo tee standard equivalente, anch'esso calcolato tramite FEA, che giunti non-concentrici, per i quali è stato esplicitamente indagato il ruolo dell'offset l tra run-pipe e elbow-branch.
L'analisi FEM e il confronto con i tee standard equivalenti per elbow-tee concentrici hanno evidenziato come, rispetto al SIF dominante (out-of-plane, lato branch), gli elbow-tee siano caratterizzati da tassi di sforzo analoghi a quelli dei giunti standard se e solo se d/D < 1. Nel caso d/D = 1, invece, i SIF_e sono risultati superiori fino al 35% rispetto ai SIF equivalenti. Nel caso di elbow-tee ridotti (d/D < 1), un aumento dell'offset (giunti non-concentrici) è risultato benefico, con una diminuzione degli sforzi fino al 13% rispetto al caso dei tee concentrici.
Sulla base dei risultati ottenuti è stata ricavata, su basi conservative, una formula per calcolare i SIF_e delle giunzioni con curva a partire dai SIF_{code} reperibili a codice. Tale formula, applicata con successo ad un case-study reale, permette di valutare il comportamento strutturale degli elbow-tee direttamente in una stress-analysis standard con elementi monodimensionali, con un netto risparmio di tempo e costi rispetto ai più onerosi metodi di calcolo FEM inseriti in assessment tipo API 579-1 Level 3.

7. Bibliografia

[1] European Committee for Standardization, "EN 13480-3 Metallic industrial piping - Part 3: design and calculation", European Standard, Brussels, 2010

[2] ASME, "B31.1 Power Piping", American Society of Mechanical Engineers, New York, 2014

[3] ASME, "B31.3 Process Piping", American Society of Mechanical Engineers, New York, 2014

[4] ASME, "Piping-Flexibility Analysis", Transactions of the ASME for February, 1955, pp. 127-149, American Society of Mechanical Engineers, New York, 1955

[5] Rodabaugh EC. Accuracy of Stress Intensification Factors for Branch Connections. WRC Bulletin 329, Welding Research Council, New York, 1987

[6] Wais E, Rodabaugh EC. Stress Intensification Factors and Flexibility Factors for Unreinforced Branch Connections. EPRI Technical Report 110996, Palo Alto, California, 1998

[7] Vu PQ. Revision of B31 Code Equations for Stress Intensification Factors and Flexibility Factors for Intersections. Proceeding ASME ECTC Conference 2011, Fayetteville, AR, American Society of Mechanical Engineers, New York, 2011

[8] Bhattacharya A. A Finite Element Based Study on Stress Intensification Factors (SIF) for Reinforced Fabricated Tees. NWC11-140. Proceeding NAFEMS World Congress 2011, Boston, NAFEMS, Glasgow, 2011

[9] D.M. 1/12/2004 n. 329 “Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle apparecchiature a pressione e degli insiemi di cui all’articolo 19 del Decreto Legislativo 25 Febbraio 2000, n. 93”

[10] Mair D. Stress Intensification Factors for Fabricated Lateral Piping Connections. PVP2013-97220. Proceeding ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, July 14-18, 2013, Paris, France, American Society of Mechanical Engineers, New York, 2013

[11] Scano L. Stress Intensification Factors for Unreinforced Elbow Branch Connections in Old Carbon-Steel Pipelines. PVP2014-28528. Proceeding ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, July 20-24, 2014, Anaheim, California, American Society of Mechanical Engineers, New York, 2014

[12] Scano L. Stress Intensification Factors for Non-Concentric Elbow Branches in Old Carbon-Steel Pipelines. PVP2015-45541. Proceeding ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, July 19-23, 2015, Boston, Massachusetts, American Society of Mechanical Engineers, New York, 2015

[13] Directive 97/23/EC of the European Parliament and of the Council of 29 May 1997 on the approximation of the laws of the Member States concerning pressure equipment

[14] ASME, “API 579-1/ASME FFS-1 Fitness-For-Service”, American Society of Mechanical Engineers, New York, 2007

[15] Scano L, Gurnari G. Analisi Fitness-For-Service di Tubazioni in Impianti Complessi nell’Ambito dell’Art. 16 del D.M. 329/04. Atti SAFAP 2012, 14-15 Giugno 2012, Napoli, INAIL, 2012

[16] Xue L, Widera GEO, Sang Z. Flexibility Factors for Branch Pipe Connections Subjected to In-Plane and Out- of-Plane Moments, Journal of Pressure Vessel Technology. 2006;128:89-94. American Society of Mechanical Engineers, New York,

[17] Circolare ISPESL A00-09/0005411/08 “Procedura ISPESL per la denuncia e la valutazione di recipienti per liquidi e tubazioni già esistenti alla data del 12/2/2005 e comunque commercializzati fino al 29/5/2002 e non certificati PED, in accordo all’art. 16 del D.M. 329/04.”

Esempio di progettazione delle attrezzature a pressione mediante la Direct Route proposta dalla EN 13445 parte 3

E. Becherini*, S. Milani*, A. Muratore**, V. Nastasi***

*Ener Consulting s.r.l.
**Inail - UOT di Piacenza
***Inail - UOT di Palermo

Sommario

L'articolo si propone di mostrare tramite un'applicazione pratica, un percorso di calcolo usando l'Annex B della norma armonizzata alla Direttiva PED - EN13445-3.
Nel corso degli ultimi anni, anche grazie all'aumentata potenza di calcolo degli strumenti informatici, le tecniche di progettazione CAE - Computer Aided Engineering - hanno subito un significativo sviluppo.
La possibilità di eseguire analisi sempre più complesse su aspetti fisici quali ad esempio la trasmissione di calore, la plasticità dei materiali, etc., ha permesso ai progettisti, la risoluzione di problemi fino a pochi anni fa valutabili solo in maniera approssimata.
Nell'ambito del calcolo degli apparecchi a pressione, la procedura dettata dalla EN 13445-3 Annex B – Design by Analysis - Direct Route - permette un design delle attrezzature molto accurato in grado di tenere conto di quasi tutti i carichi e soprattutto delle loro combinazioni, abbinate ad ogni tipo di geometria.
La Direct Route, i cui concetti sono ripresi anche dall'americana B&PV Code ASME VIII Div.2 - Rules for Construction of Pressure Vessels - Alternative Rules - rappresenta una procedura adatta per eseguire calcoli ove siano presenti carichi che possono coesistere quali ad esempio:

- Carichi affaticanti
- Carichi termici
- Scorrimento viscoso
- Carichi sismici
- Carichi da vento
- Carichi imposti da strutture
- Etc.

Nel nostro studio, per brevità ci soffermeremo sulla verifica di un apparecchio durante un transitorio di carico di pressione e temperatura trascurando tutte le altre verifiche che sarebbero state richieste (quali ad esempio instabilità elastica, fatica, etc.). Il tutto rispondendo a quanto previsto dall'Allegato I "Requisiti Essenziali di Sicurezza" punto 2.2.3 "Metodo di Calcolo" del D.Lgs. 93/2000 coordinato ed integrato dal D.Lgs. 26/2016.

1. Introduzione

Secondo la Direct Route la valutazione dell'integrità strutturale di un'attrezzatura operante ad una temperatura di progetto inferiore a quella di Scorrimento Viscoso, deve tener conto delle seguenti modalità di possibile collasso:

- Gross Plastic Deformation – GPD - DC
- Progressive Plastic Deformation – PD - DC
- Instability I-DC
- Fatigue Design F-DC
- Static Equilibrium SE - DC

L'articolo mostrerà i procedimenti inerenti alle verifiche imposte per le prime due modalità di collasso GPD e PD.
Si anticipa fin da subito che le analisi FEA eseguite, per dar seguito allo studio, sono:

- Analisi Elasto Plastica
- Analisi Lineare Elastica
- Analisi Termica

Inoltre preme anticipare per chiarezza che le analisi imposte dalla Direct Route non si basano su uno studio delle tensioni come negli approcci classici in DBF o DBA (classificazione delle tensioni) ma su uno studio del tensore delle deformazioni in funzione dei carichi applicati (chiamati Azioni) poiché è ammesso quindi uno studio in campo plastico seppur con le dovute limitazioni.

2. Assunzioni di design

Il vessel oggetto dello studio è rappresentato da una piccola colonna su gonna con due fondi ellittici (si veda Figura 1).
Dalla Tabella 1 si evincono i componenti dell'apparecchio oggetto di studio, nonché i relativi materiali e le relative proprietà.

Componente		Norma	EN Name	$R_{p1,0}$ [MPa]	R_m [MPa]	$R_{p1,0_T}$ [MPa]		
						50°C	100°C	150°C
Gonna		EN 10028/7	X2CrNi 18-9	240	500	218	181	162
Virola		EN 10028/7	X2CrNi 18-9	240	500	218	181	162
Fondi bombati		EN 10028/7	X2CrNi 18-9	240	500	218	181	162
Forgiato ad Y		EN 10222/5	X2CrNi 18-9	230	500	218	181	162
Bocchelli	Superiore	EN 10216/5	X2CrNi 18-9	215	460	200	180	160
	Inferiore							
Flange		EN 10222/5	X2CrNi 18-9	230	500	218	181	162

Tabella 1. Materiali e relative caratteristiche

L'apparecchio è stato progettato per le seguenti pressioni e temperature massime ammissibili:

- PSmax = 2 MPa
- TSmax = 150 °C

Come sopra accennato, verranno mostrate le verifiche alle condizioni di design secondo la GPD-DC e la verifica in condizioni transitorie di pressione e temperatura per la verifica PD-DC. Nel nostro caso i valori limite di design (Psmax e Tsmax) si raggiungono in 60 s e quindi lo studio del comportamento in transitorio si baserà su tale gradiente di carico.

3. Modellazione dell'apparecchio

Il modello matematico complessivo del recipiente a pressione è riportato in Figura 1.

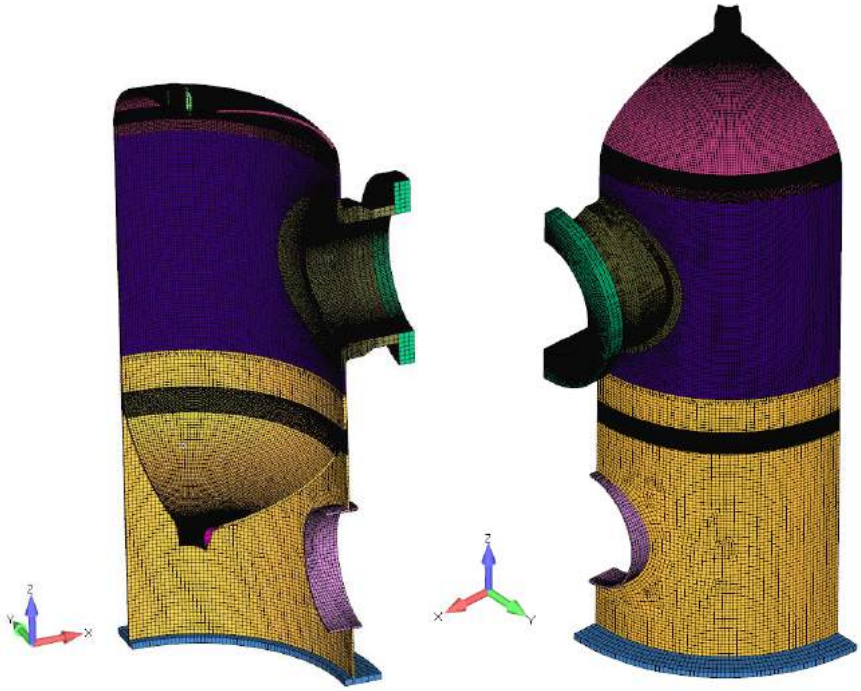


Figura 1. Modello Matematico

In Figura 2 e Figura 3 sono riportati invece i dettagli della mesh in corrispondenza delle zone che sono risultate più critiche, ossia la giunzione del forgiato ad Y e del bocchello principale.

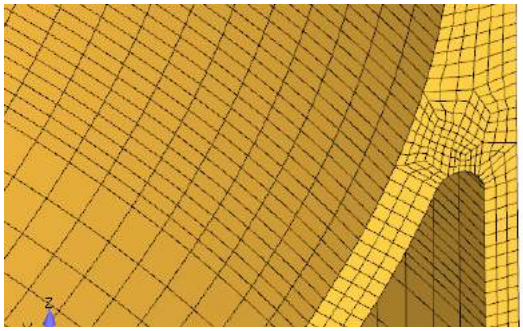


Figura 2. Dettaglio Forgiato ad Y

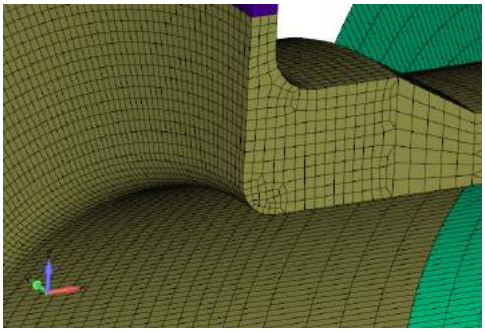


Figura 3. Dettaglio bocchello principale

Data la complessità della geometria è stata utilizzata una mesh con elementi solidi (principalmente esaedrici e pentaedrici) con dimensioni tali da rendere i risultati numerici attendibili secondo la buona prassi FEM da utilizzare in questi casi.
Preme sottolineare come la dimensione della mesh sia stata opportunamente ridotta in corrispondenza di queste zone, in modo da ridurre al minimo gli errori di discretizzazione tipici di ogni analisi FEA.

4. Nomenclatura

Per una puntuale comprensione dei successivi paragrafi si riporta la nomenclatura che verrà di seguito utilizzata:

PSmax	Pressione massima ammissibile
TSmax	Temperatura massima ammissibile
P_c	Pressione Progetto
T_c	Temperatura Progetto
t_{rRM}	Temperatura riferimento Resistenza progetto
t_{rE}	Temperatura riferimento Modulo Elastico
RM	Resistenza Progetto (Tresca)
RM_{red}	Resistenza Progetto (Von Mises)
y_0	Punto Critico
σ_c	Tensioni residue
γ_A	Action Partial Safety Factor
γ_G	Load Partial Safety Factor
γ_T	Temperature Partial Safety Factor
γ_R	Material Partial Safety Factor
σ_{eq_NL}	Tensione equivalente Analisi Non Lineare
σ_{eq_LE}	Tensione equivalente Analisi Lineare Elastica

5. La verifica Gross Plastic Deformation – GPD-DC

La verifica a Gross Plastic Deformation si basa sulle seguenti assunzioni:

1. Materiale lineare elastico perfettamente plastico
2. Criterio di snervamento del materiale secondo Tresca

La norma **EN 13445,** prevede che la verifica risulta soddisfatta se il valore massimo assoluto della deformazione strutturale in corrispondenza della direzione principale risulta minore del:

- 5% in condizioni operative
- 7% in condizioni di prova idrostatica

Per un modello matematico ad elementi solidi come nel nostro caso, la norma inoltre impone che la deformazione strutturale principale massima deve essere ricavata mediante un procedimento di estrapolazione quadratica.

$$y_0 = 2.52y_1 - 2.24y_2 + 0.72y_3 \qquad (1)$$

Ove le coordinate Y vengono ricavate come da Tabella 2:

e	Spessore nella regione critica
y1	0.4e
y2	0.9e
y3	1.4e

Tabella 2. Punti per estrapolazione quadratica

In sostituzione del criterio di snervamento di Tresca è permesso utilizzare il criterio di Von Mises ed è infatti questo che è stato utilizzato poiché la risoluzione numerica è nettamente più veloce (nel piano il dominio è un ellisse Vs. una spezzata esagonale, nello spazio un

cilindro circolare retto Vs. un prisma a base esagonale). Ovviamente però, passando da Tresca a Von Mises la resistenza di progetto del materiale deve essere ridotta di un valore pari a $\sqrt{3}/2$.
La Norma nell'Annex B fa uso di coefficienti γ_A da moltiplicare ai carichi ed altresì dei coefficienti γ_R che vanno a dividere i valori di resistenza dei materiali: detti coefficienti vengono chiamati coefficienti di sicurezza parziali, sono determinati in funzione del tipo di carico e vanno a considerare diversi aspetti, quali ad esempio:

- La possibilità di deviazioni non conservative delle azioni (carichi) rispetto ai valori caratteristici
- L'incertezza del modello matematico nel descrivere il fenomeno fisico studiato

Nella successiva tabella si riportano quindi i valori di progetto, ed i relativi γ applicabili.

P_{Smax} (MPa)	γ_G -	P_c (MPa)	T_{Smax} (°C)	γ_T -	T_c (°C)
2	1.2	2.4	150	1	150

Tabella 3. Carichi di progetto

Le tensioni ammissibili dei materiali vengono determinate dividendo il valore di resistenza di riferimento (Rp1,0/T, etc.) per un opportuno "Partial Safety Factor" γ_R.
Si riportano in Tabella 4 le temperature caratteristiche di design, le proprietà meccaniche dei materiali utilizzati, i Safety Factor da applicare e quindi la resistenza di progetto secondo Tresca e secondo Von Mises.

Componente	Norma	EN Name	t_{rRM} (°C)	t_{rE} (°C)	E (GPa)	$Rp_{1,0/t}$ (MPa)	γ_R -	RM (MPa)	$RM_{,red}$ (MPa)
Gonna	EN 10028/7	X2CrNi 18-9	150	117.5	188.1	162	1.25	129.6	112.2
Virola	EN 10028/7	X2CrNi 18-9	150	117.5	188.1	162	1.25	129.6	112.2
Fondi bombati	EN 10028/7	X2CrNi 18-9	150	117.5	188.1	162	1.25	129.6	112.2
Forgiato ad Y	EN 10222/5	X2CrNi 18-9	150	117.5	188.1	162	1.25	129.6	112.2
Bocchelli	EN 10216/5	X2CrNi 18-9	150	117.5	188.1	160	1.25	128	110.9
Flange	EN 10222/5	X2CrNi 18-9	150	117.5	188.1	162	1.25	129.6	112.2

Tabella 4. Caratteristiche meccaniche dei materiali in design e resistenze in progetto

La temperatura caratteristica t_{rE} viene ricavata mediante la seguente relazione

$$t_{rE} = 0.75t_{max} + 0.25t_{min} \quad (2)$$

e rappresenta la temperatura atta alla determinazione del modulo elastico Temperature – Dependent. La temperatura trRM esposta nella sovrastante tabella, rappresenta invece il valore da adoperarsi nella determinazione di RM (resistenza di progetto) e non deve

essere minore di quella massima relativa al caso di carico. La temperatura trRM può essere definita mediante un approccio “space indipendent” oppure “space dependent”: si osservi come questo secondo approccio, tenendo conto dell’effettivo valore della temperatura locale, comporti margini di sicurezza più ampi.

6. Progressive Plastic Deformation (PD)

Nell’analisi Progressive Plastic Deformation l’obiettivo consiste nel valutare l’eventuale genesi di cicli di isteresi plastica.
Rifacendosi alla teoria dello Shakedown, la tensione massima residua che scaturisce a seguito di una eventuale plasticizzazione del materiale deve risultare inferiore alla resistenza di progetto e deve ricadere all’interno del dominio elastico di Von Mises. Se ciò non dovesse verificarsi, il componente sarebbe soggetto ad un incremento di deformazione residua ciclo dopo ciclo, raggiungendo in breve tempo la deformazione di rottura.
L’analisi si basa inoltre sulle seguenti assunzioni:

- Teoria del 1° ordine (piccoli spostamenti e piccole deformazioni)
- Materiale Elastico Lineare – Perfettamente plastico
- Criterio di snervamento di Von Mises

Nella verifica Progressive Plastic Deformation i carichi termici giocano un ruolo fondamentale nella valutazione della genesi dei cicli di isteresi plastica durante l’applicazione di una “storia” di carico.

7. Risultati della verifica GPD-DC

Come si evince dalla Figura 4, la deformazione massima principale totale in ogni parte dell’apparecchio risulta essere pari a 0,123 % (da non confondere con i limiti di elasticità riportati nell’allegato I del D.Lgs. 93/2000) e quindi inferiore al valore ammissibile che si ricorda essere pari al 5%: il vessel pertanto risulta verificato.

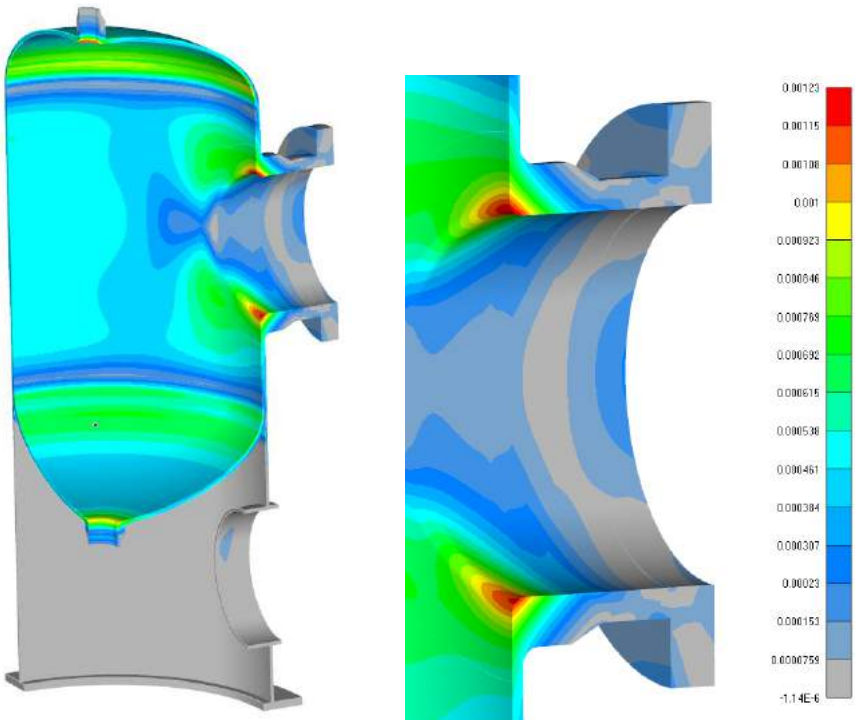


Figura 4. GPD – Deformazione principale massima assoluta

Si noti che, visti gli ampi margini di sicurezza, si è fatto riferimento alla deformazione principale massima totale anziché eseguire la procedura di estrapolazione quadratica della deformazione strutturale massima introdotta al Par.5.
Le condizioni in prova idrostatica non vengono esposte per brevità, risultando comunque ampiamente verificate.

8. Risultati della verifica PD

L'apparecchio a pressione è soggetto ad un brusco transitorio iniziale di carico termico e meccanico (si veda figura 5) seguito da una fase stazionaria ed un transitorio di scarico di periodo sufficientemente esteso da trascurarne gli effetti: lo studio è stato quindi limitato al transitorio di carico, valutandone "Step by Step" lo stato tensionale/deformativo.

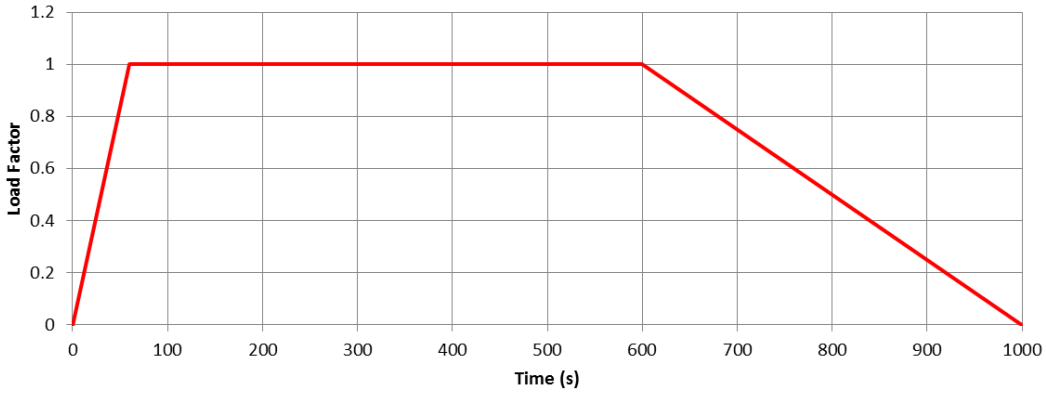


Figura 5. Load Factor Vs Time

I risultati dell'analisi transitoria non lineare relativi al Time Step critico sono riportati in Figura 6 e Figura 7.

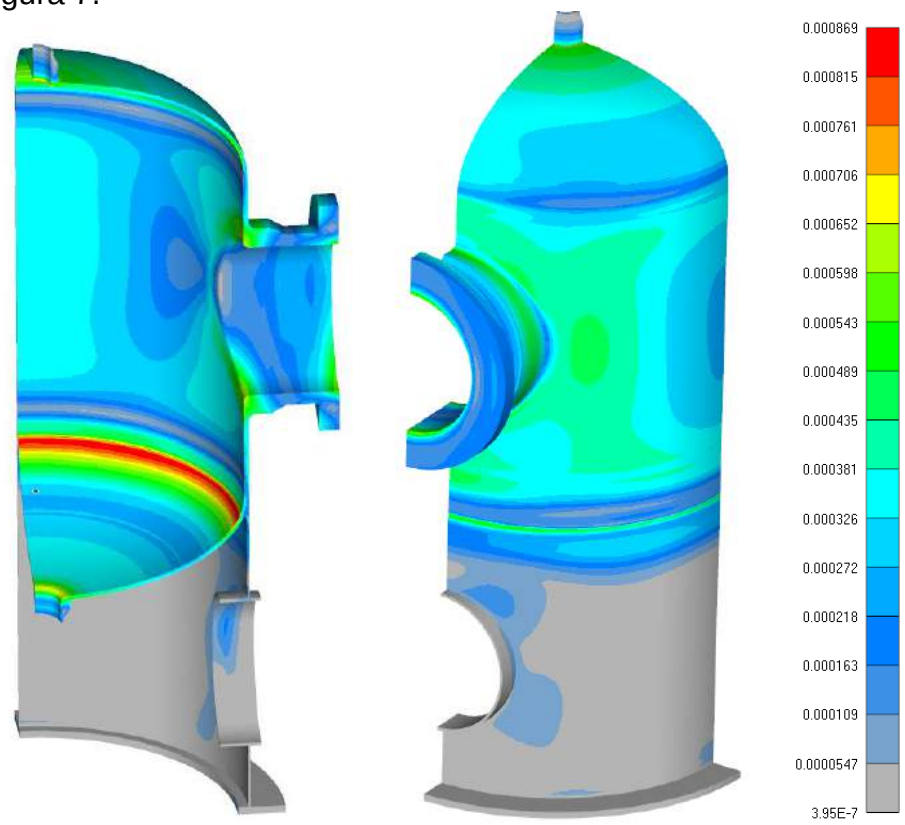


Figura 6. Von Mises – Distribuzione della deformazione Elasto – plastica equivalente

Il Time Step critico evinto nell'analisi FEM viene raggiunto ben al di là dei 60 s del transitorio. Infatti, la condizione critica si raggiunge a t = 140 s ove, la zona maggiormente sollecitata è posta in corrispondenza del forgiato ad Y, lato giunzione con il fondo.
Come si evince dalla Figura 8 infatti, i gradienti termici sono particolarmente marcati, generando così deformazioni elasto-plastiche di origine termica atte a garantire la congruenza delle deformazioni.

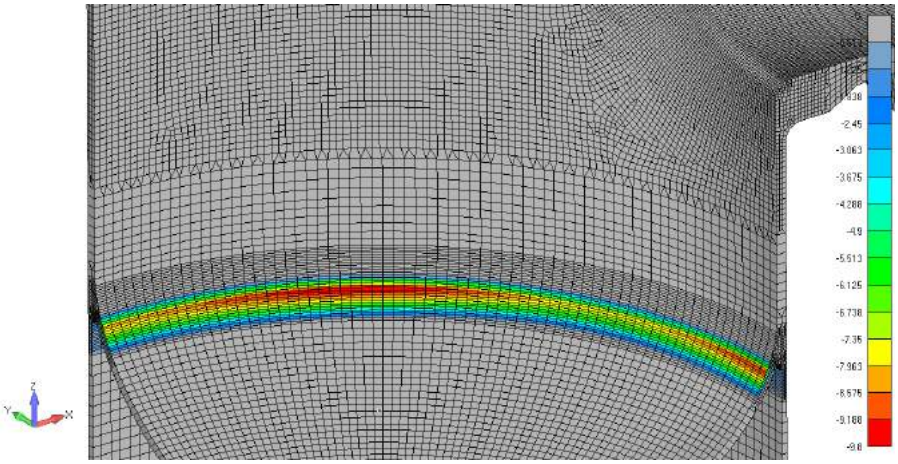


Figura 7. Tensioni Residue [MPa]

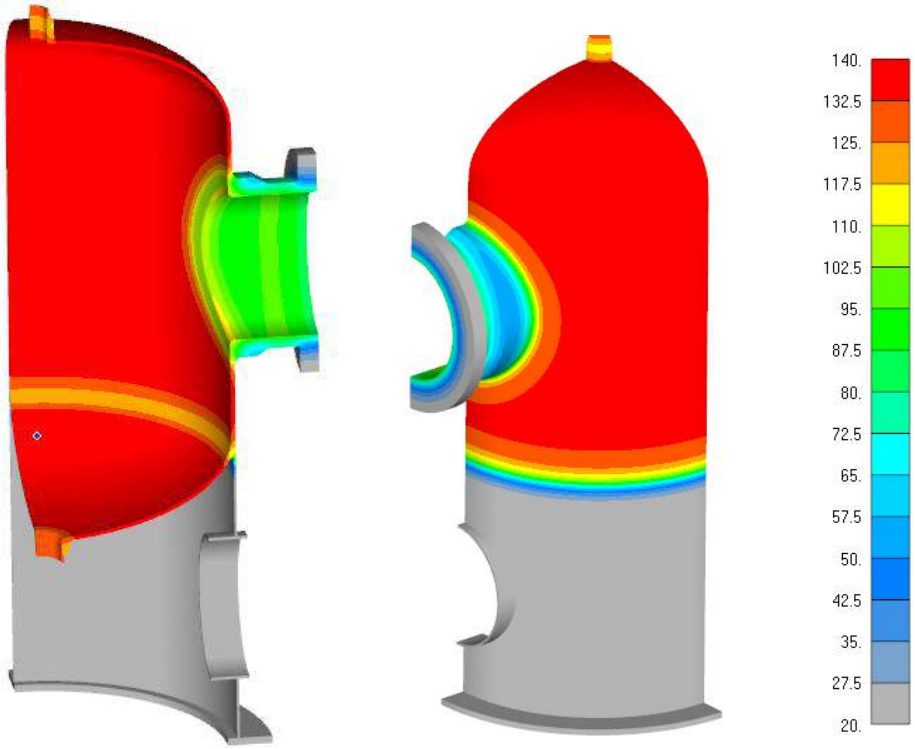


Figura 8. Mappa termica - Time step critico – 140 s

Al tempo t = 140 s si ottiene quindi la combinazione critica tra i carichi termici e meccanici. Va osservato infatti che al Time Step pari a 60 s, riportato in Figura 9, nonostante il fluido raggiunga i valori massimi di pressione e temperatura, il recipiente a pressione presenta temperature non ancora prossime a quelle massime.
La temperatura interna di parete inoltre non risulta uniforme, poiché non è stato raggiunto il regime stazionario.

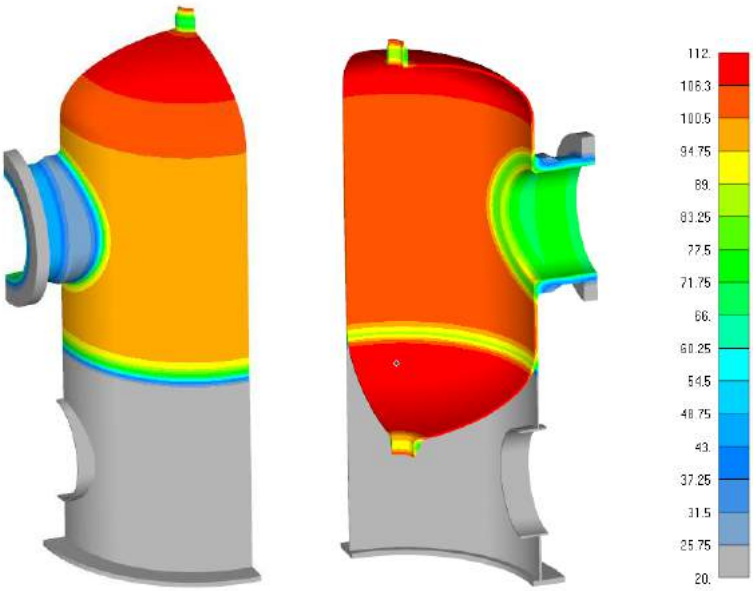


Figura 9. Mappa termica - Time step – 60 s

Con riferimento alla Figura 5, le mappe termiche sono state evinte da una analisi termica transitoria, riducendo l'intervallo dei Time – Step (circa 5 s) in corrispondenza della regione di passaggio da regime transitorio a regime stazionario.
In Tabella 5 si riportano i risultati della verifica PD. Si noti che, in questa verifica, il valore di RM è uguale a $Rp_{1,0/t}$: non si fa quindi uso di alcun coefficiente parziale di sicurezza.

Load Case	σ_c **[MPa]**	**RM [MPa]**
NOLC2.1	-9.8	162

Tabella 5. PD Check

È di interesse introdurre la così detta mappa deviatorica (si veda Figura 10). Tale rappresentazione grafica risulta molto utile al fine di visualizzare lo stato di tensione agente nel punto critico sotto analisi in termini di tensioni principali. Nella mappa deviatorica, detta anche π – plane, un generico stato di tensione è rappresentato da un punto. Affinché non si abbia snervamento, questo deve ricadere all'interno della superficie di snervamento, che nel π – plane è rappresentata da una circonferenza (dominio di Von Mises). Le linee rappresentate in figura mostrano l'andamento dello stato di tensione durante il transitorio di carico per le due analisi eseguite (lineare e non lineare).
Analizzando nel dettaglio l'andamento della curva relativa all'analisi non lineare, possiamo notare che, raggiunto il bordo del dominio elastico ossia il bordo del π – plane, lo stato di tensione rimane vincolato su questo (modello elastico perfettamente plastico). I successivi time step nell'analisi elasto plastica, sono rappresentati da punti prossimi al punto A sempre sulla circonferenza.
Nell'analisi lineare elastica invece, la condizione di massima sollecitazione è rappresentata dal punto B.
In questo caso, il punto di massima sollecitazione si trova al di fuori del dominio elastico: si ricordi infatti che, in questo caso, il modello matematico del materiale può superare la tensione di snervamento secondo un andamento lineare monotono crescente.
Poiché dal teorema di Melan sappiamo che non si verificano cicli di isteresi plastica se le tensioni residue assumono un valore inferiore alla resistenza di progetto come nel caso in esame, il componente non è soggetto a cicli di isteresi plastica "Ratcheting".

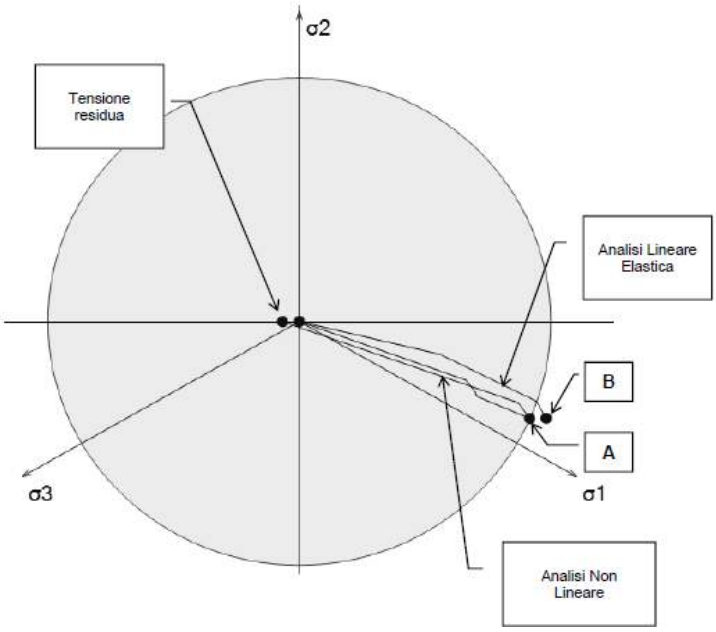


Figura 10. Mappa Deviatorica

9. Cenno al codice ASME VIII Div.2

Le assunzioni alla base dell'Annex B della EN 13445 parte 3 trovano riscontro anche in altri codici di calcolo. Il codice di calcolo americano ASME VIII div.2 ad esempio, prevedere un approccio del tutto similare chiamato Limit Load Approach. I carichi di progetto vengono maggiorati per opportuni coefficienti, definiti in funzione della loro natura (termici, meccanici etc.) ed il materiale viene, anche in questo caso, schematizzato come elastico - perfettamente plastico, applicando la teoria del primo ordine. Ovviamente, esistono delle peculiarità che possono essere così sintetizzate:

- I coefficienti di amplificazione dei carichi risultano di norma superiori rispetto a quelli definiti nella Direct Ruote;
- La resistenza di progetto non viene divisa per alcun Partial Safety Factor;
- Nel caso della verifica Gross Plastic Deformation, chiamata nella normativa ASME Global Criteria, è sufficiente che l'analisi non lineare raggiunga la convergenza per far sì che il calcolo risulti verificato.

Per completezza è bene evidenziare infine che anche altre normative quali ad esempio la PD 5500 non escludono la possibilità di utilizzare un approccio di verifica Elasto-Plastico, al fine di determinare il carico che produce un collasso plastico anche se i percorsi di calcolo non appaiono così ben definiti come nella EN 13445 o nell'ASME VIII Div.2.

10. Bibliografia

[1] EN 13445 - Recipienti a pressione non esposti a fiamma, CEN, Bruxelles, 2014

[2] ASME Boiler and Pressure Vessel Code – ASME VIII div.2 - Rules for Construction of Pressure Vessels - Alternative Rules, The American Society of Mechanical Engineers, New York, U.S.A., 2015

[3] ASME PTB – 1 – 2014 – ASME Section VIII – Division 2 – Criteria and Commentary The American Society of Mechanical Engineers, New York, U.S.A., 2014

[4] PD 5500 - Specification for Unfired, fusion welded pressure vessel", BSI Group, England, 2015

[5] Chemical Engineering Design Vol. 6, R.K. Sinnott, Elsevier, 2005

[6] Lidonnici F. Progettazione apparecchi a pressione e scambiatori di calore. Sant'Ambrogio Servizi Industriali S.r.l., Milano 2012

[7] Becherini E, Mencacci M, Zichichi F. Verifica delle attrezzature a pressione per carichi diversi dalla pressione: Vento e Sisma - Atti SAFAP, 2014

L'analisi dei rischi quale strumento di progettazione delle attrezzature a pressione

L. Pellizzer*

*AIPE - Associazione Italiana Pressure Equipment

Sommario

Con l'introduzione della disciplina relativa al D.Lgs 93/2000 e alla luce delle esperienze dei costruttori di attrezzature a pressione italiani, viene studiato in maniera analitica, l'utilizzo dell'analisi dei rischi come strumento di progettazione nel contesto delle attrezzature a pressione.

1. Introduzione

La Direttiva PED è sicuramente uno strumento per garantire che i prodotti legati al rischio della pressione vengano commercializzati garantendo un livello di sicurezza adeguato all'uso previsto. Questo principio, sul quale è stata fondata la disciplina europea per la progettazione e per la fabbricazione delle attrezzature a pressione, è sancito dal presupposto che, se le regole e le disposizioni della Direttiva vengono applicate, il prodotto è considerato sicuro e adeguato all'uso previsto.

Al fine di approfondire l'analisi rivolta all'uso dei requisiti essenziali di sicurezza, è necessario valutare come il Fabbricante (soggetto che ai sensi della Direttiva PED assume tutte le responsabilità legate alla progettazione, fabbricazione e commercializzazione di un prodotto) effettua il percorso legato ad una certificazione CE di un determinato prodotto.

Cercheremo in questa memoria di dimostrare come, attraverso un percorso di progettazione congiunta tra Fabbricante e Utilizzatore, sia possibile andare a determinare uno scenario di pericolo e rischio residuo, che può essere gestito a discapito di una situazione dove il Fabbricante assume delle responsabilità senza avere le opportune conoscenze dei rischi connessi all'impianto.

2. La trattativa e l'ordine

Sin dalle prime fasi della trattativa, la Direttiva PED assume, in virtù dell'applicazione che essa genera in maniera implicita nel progetto, un determinato valore dal punto di vista tecnico.

In fase di trattativa commerciale, solitamente, viene consegnata al candidato Fabbricante la seguente documentazione tecnica:

- data sheets
- specifiche tecniche di costruzione
- specifiche tecniche di saldatura (giunzioni permanenti)
- specifiche tecniche con i requisiti aggiuntivi dei materiali
- capitolato tecnico

- specifiche tecniche per i CND

Sulla base di questi primi documenti tecnici, il candidato Fabbricante procede ad effettuare delle valutazioni di preventivo.

Nella maggior parte dei casi, nel data sheet contrattuale e nelle specifiche tecniche sopra elencate, vengono riportate una serie di prescrizioni mandatorie che devono essere tassativamente rispettate al fine di poter partecipare al progetto.

Vi sono alcuni margini di manovra dal punto di vista degli spessori (se ovviamente, vengono garantite le stesse performance meccaniche richieste). Difatti nell'ambito di quanto permesso e offerto dai codici di calcolo, si possono ottenere delle riduzioni delle membrature che solitamente sono gradite dal Cliente.

La situazione di cui sopra, va a delineare un percorso di progettazione preventiva, che offre poche possibilità di allontanarsi dalla documentazione di progetto al candidato Fabbricante; la maggior parte delle scelte che determinano il progetto, vengono assunte da un soggetto diverso dal Fabbricante.

Tornando al processo di acquisizione dell'ordine, possiamo quindi affermare che il contesto, fortemente normato (disposizioni normative, specifiche del cliente e disposizioni nazionali ed europee) è caratterizzato da pochissimi spazi di manovra, dal punto di vista del progetto, da parte del candidato Fabbricante.

3. Progetto Esecutivo

Nel contesto specifico di ordine acquisito e in fase di progettazione esecutiva, il Fabbricante deve immediatamente entrare in contatto con una vera e propria dinamica di responsabilità su cui evidentemente vanno a soppesare tutta una serie di valutazioni di progetto, che di fatto non sono direttamente imputabili a scelte e/o condizioni di conoscenza del funzionamento del prodotto stesso e del relativo processo ad esso ascrivibile.

Nello specifico, e nel contesto del progetto esecutivo, il Fabbricante prende in carico i fattori di progettazione comunicati dal cliente. Queste indicazioni saranno poi esaminate con i Requisiti Essenziali di Sicurezza (RES) che forniscono le indicazioni relative sia alle metodologie atte a progettare, costruire e verificare le attrezzature/insiemi a pressione sicuri, sia i requisiti che le stesse devono rispettare. Risulta evidente che per una corretta analisi dei rischi, il Fabbricante non può e non deve accontentarsi dei criteri di progetto proposti dal Cliente; difatti l'analisi dei rischi, stimola il Fabbricante a ricercare informazioni riguardanti il funzionamento dell'attrezzatura, la località di installazione e le condizioni riguardanti il processo.

Ad esempio, parlando di fluido, che nella maggior parte dei casi può essere indicato dal cliente nel data sheet di progetto come gas, liquido, gas+liquido, vapore, etc, può indicare generalmente idrocarburi, letale, tossico o esplosivo. Le considerazioni, anche alla luce della nuova direttiva PED, impongono al Fabbricante di effettuare delle considerazioni ben diverse e ben più approfondite per quanto riguarda il fluido, inserendo lo stesso in un sistema di classificazione preciso e determinato. Alla luce di quanto sopra, le scelte che si possono fare a livello di progetto sono quelle di considerare una condizione di fluido più gravosa oppure chiedere informazioni suppletive al Cliente.

Ma lo spirito della Direttiva PED e dell'Analisi dei Rischi di cui all'Allegato I è ben diverso e, seppur legittima la considerazione di esempio di cui sopra sulla classificazione più gravosa per mancanza di informazioni di progetto, l'utilità dell'Analisi dei Rischi è un'altra.

4. Requisiti Essenziali di Sicurezza

La sicurezza che i RES garantiscono è stata trattata in numerosi testi normativi, in diverse forme e soprattutto è stata riversata sia alle tecnologie sia alla maggior parte dei prodotti che vengono commercializzati nella Comunità Europea. Certamente la maggior tecnologia di progettazione e di fabbricazione ha portato questi prodotti ad avere un livello di sicurezza sempre più elevato per chi, come il Fabbricante, deve assumersi le responsabilità legate alla progettazione, alla fabbricazione e al controllo delle attrezzature commercializzate. Partendo dal concetto che non esiste una sicurezza assoluta, è cosa nota che un determinato rischio per un determinato lasso di tempo sia assolutamente non evitabile, quindi risulta evidente che la consapevolezza che vi sia questa condizione porta il Fabbricante ad assumere la cognizione che il proprio prodotto possa essere sicuro relativamente.

Nella gestione dell'analisi dei rischi, il Fabbricante possiede gli strumenti per gestire tale rischio residuo ed ha la possibilità di effettuare tutte le scelte di progettazione per poterlo gestire e segnalare all'utilizzatore finale del prodotto.

Il Fabbricante è investito di un compito molto delicato e importante poichè è a suo carico la ricerca di una soluzione di progetto e di fabbricazione dell'Attrezzatura che sia il più possibile sicura con un rischio residuo gestibile e tollerabile. Questo importante lavoro deve essere eseguito con l'assoluta presenza del soggetto che andrà successivamente ad esercire il prodotto.

Per questo motivo l'Analisi dei Rischi deve essere effettuata sin dalle prime fasi di progetto ponendosi come obbiettivo primario la definizione dell'uso normale di un attrezzatura e delle anomalie di funzionamento ragionevolmente prevedibili. Attraverso questa analisi i pericoli possono essere identificati e valutati da un punto di vista della stima del rischio legato al pericolo.

Ne consegue una attribuzione di progetto che porta il Fabbricante a trovare attraverso dei percorsi di analisi del progetto, soluzioni atte a diminuire il rischio legato al pericolo; fondamentale è in questo processo, la conoscenza approfondita del rischio, ovvero, la probabilità che questo possa accadere, con quali modalità si può arrivare ad un malfunzionamento e infine quale può essere l'effetto di quel determinato rischio.

Risulta evidente che la conoscenza del rischio è fondamentale per l'analisi che il Fabbricante deve attuare nel corso delle prime fasi di progettazione e certamente la conoscenza del progetto e del processo attraverso un confronto con il cliente, sono determinanti al fine di produrre una corretta ed efficace analisi.

Lo studio del pericolo è anche ricercabile nella letteratura tecnica e normativa, nonché nelle esperienze storiche che possono portare a riflessioni del Fabbricante per soluzioni innovative e tecnologicamente avanzate per l'eliminazione del pericolo.

5. Identificazione dei pericoli

Di seguito si analizza come e dove possono essere identificati i pericoli legati ad una determinata attrezzatura a pressione. Nel caso specifico vengono considerate una serie di situazioni legate non solo alla progettazione e fabbricazione ma anche al funzionamento e al processo. Ciò per evidenziare quanto una corretta e funzionante analisi dei rischi porti il Fabbricante a considerazioni legate anche al funzionamento e soprattutto a dimostrare l'importanza della fase di Analisi dei Rischi sin dalle prime fasi di progettazione.

Il processo che avviene all'interno del recipiente e, in un'ottica più ampia, nell'impianto dove il recipiente è collocato, può determinare dei pericoli che attraverso l'analisi congiunta Fabbricante-Utilizzatore, devono essere valutati partendo dalle sostanze contenute nel recipiente e alle condizioni (pressione e temperatura) alla quale queste sostanze vengono esercite. In relazione alle condizioni di progetto e delle relative sostanze contenute, devono essere considerati e valutati eventuali cambi di stato delle sostanze che anche incidentalmente possono essere contenute, in un determinato tempo, all'interno del recipiente.

L'analisi che ne consegue è ovviamente frutto della conoscenza e dell'esperienza di entrambi i soggetti e sarà sostanzialmente di tre tipi:

- non ci sono pericoli
- ci sono pericoli ma gestibili attraverso un approccio ingegneristico
- ci sono pericoli ma non possono essere gestiti dall'Ingegneria, pertanto vanno effettuati studi adeguati.

Un'altra fase molto importante è quella della valutazione, ovvero quando possono manifestarsi determinati pericoli e quali sono le cause. Nel caso specifico, ed essendo partecipe all'analisi anche l'utilizzatore, deve essere preso in carico anche l'effetto che questi pericoli possono avere nel momento in cui diventano incidenti. Quindi si andranno a determinare le situazioni di potenziale pericolo di incidente e si andranno a definire percorsi di sicurezza adeguati e/o soluzioni atte a contenere il pericolo.

Anche in questo caso si avranno tre tipi di considerazioni:

- pericoli accertati e situazioni derivanti non determinano rischi significativi e rilevanti
- pericoli significativi che possono portare a incidenti non rilevanti. Occorre produrre una attenta valutazione dei percorsi d'ingegneria atti alla risoluzione dei problemi
- pericoli significativi che possono portare a incidenti rilevanti che non possono essere risolti con pratiche d'ingegneria. Servono studi adeguati e attente riflessioni sulla sicurezza.

Un altro step legato a questo studio congiunto Fabbricante - Utilizzatore consiste nella valutazione degli scenari incidentali, della frequenza con la quale questi incidenti possono accadere e le relative conseguenze. Ovviamente occorre determinare quali possano essere gli effetti e le conseguenze degli incidenti, soprattutto dal punto di vista del rischio, ed identificare gli elementi che contribuiscono a incrementare la pericolosità per le cose e per le persone.

Dovranno essere analizzati i risultati e si dovrà definire una valutazione di pericolosità, ovvero una scala d'identificazione dei pericoli e del rischio ad essi connesso.

Il percorso di lavoro congiunto tra Fabbricate e Utilizzatore finale porta in definitiva alla determinazione di un livello di rischio tollerabile, che a seconda della criticità dell'attrezzatura e/o dell'impianto, propone delle considerazione di progetto e di fabbricazione che prenderà in carico il Fabbricante e d'informazioni che serviranno all'Utilizzatore per elaborare piani di sicurezza e di manutenzione dell'impianto.

6. Check List dei RES

Di seguito si analizza come in un normale sistema aziendale con un'organizzazione d'ingegneria, vanno gestite le informazioni e i dati legati ai pericoli generati dall'analisi di cui sopra.

Nella prima fase di progettazione di concetto vengono valutati tutti gli aspetti legati alle soluzioni di fattibilità che considerano sia l'aspetto tecnico che economico, questo evidentemente attraverso una ricerca di strategie che tengano in considerazione anche i fattori di fabbricazione e di controllo.

La lista dei requisiti essenziali di sicurezza presente nell'Allegato I della Direttiva PED propone una serie di osservazioni che il progettista da subito deve prendere in considerazione anche con l'analisi di cui ai punti precedenti.

- *Norme di carattere generale: principio di integrazione della sicurezza, eliminazione/riduzione dei rischi, uso scorretto.*

  Risulta evidente che già in questa primissima fase la gestione e la concertazione di cui all'approccio di gestione del rischio e del pericolo con l'utilizzatore finale, assuma un'importanza rilevante, in quanto il legislatore ha chiaramente indicato che il Fabbricante deve contemplare nelle fasi di progettazione, costruzione e controllo del manufatto, i principi della sicurezza che sono legati anche all'impianto. In maniera del tutto automatica l'analisi di cui si è parlato nei punti sopra, diventa uno strumento fondamentale per la determinazione e la risoluzione delle problematiche legate a questo punto.

- *Progettazione: norme di carattere generale, forze adeguate, carichi adatti, sollecitazioni adeguate, metodo di calcolo, contenimento della pressione, stabilità nel trasporto, metodo di calcolo sperimentale, disposizioni per garantire la movimentazione ed il funzionamento, mezzi di ispezione, mazzi di carico e sfiato, corrosioni e altre aggressioni chimiche, usura, insiemi, indicazioni per il riempimento e lo scarico, protezione contro il superamento dei limiti ammissibili, accessori di sicurezza, dispositivi di limitazione della pressione, tempo di risposta, incendio esterno.*

  Nella fase di progettazione, i RES si addentrano non solo nella determinazione dello spessore minimo di calcolo, ma anche nella problematica dei carichi, dove unitamente a quelli noti (specifiche tecniche, data sheets, ecc) viene richiesto al Fabbricante di determinare una serie di valori di carico che, se non forniti nella documentazione contrattuale, dovrebbero essere indicati sulla documentazione di corredo dell'attrezzatura a pressione (da manuale uso e manutenzione), al fine di avvertire l' utilizzatore dell'attrezzatura dei i limiti di utilizzo anche, per esempio, per una connessione flangiata. Resta inteso che la valutazione effettuata con l'utilizzatore assume anche in questa fase un peso notevole, soprattutto per quanto riguarda la movimentazione, i mezzi di carico e di sfiato e la protezione dai limiti ammissibili. Evidenziare sulla check list dei RES eventuali considerazioni

sugli effetti che possono portare a pericoli legati al singolo punto è un validissimo strumento per andare a creare sulla documentazione di uso e manutenzione tutte le avvertenze che l'Utilizzatore deve prendere in carico prima di esercire l'attrezzatura. In questa parte troviamo un riferimento agli insiemi di cui all'Art.10.2 della Direttiva PED, che con riferimento alla certificazione di una singola attrezzatura evidentemente non ha senso. Alla luce delle esperienze dei Fabbricanti di attrezzature a pressione, emerge che l'integrazione in un determinato insieme dell'attrezzatura stessa, fa parte di quello che è il punto di valutazione; ovvero se l'attrezzatura può o meno essere integrata in un sistema e se risulta idonea per poter essere eventualmente certificata.

Un importante punto di valutazione è quello riguardante l'idoneità per l'uso previsto dal progetto e le valutazioni effettuate dal Fabbricante su determinate problematiche di corrosione e di vita residua. I limiti di utilizzo dell'attrezzatura a pressione, devono essere chiaramente riportati sulla targa dati e, eventuali limitazioni e/o prescrizioni aggiuntive, devono essere riportare sul manuale d'uso e manutenzione. Risulta evidente che nel caso di presenza di corrosione, il Fabbricante, oltre ad aver progettato l'attrezzatura con materiali idonei, deve provvedere ad analizzare sulla check list dei RES eventuali problematiche legate a visite di ispezione particolari e/o inferiori rispetto a quelli previsti dalla disciplina che si occupa di esercizio e manutenzione. Tale considerazione è valida anche per la vita del recipiente, in quanto il Fabbricante può, in caso di carichi ciclici o di scorrimento viscoso, andare a determinare eventuali prescrizioni sulla limitazione della vita del recipiente.

- *Costruzione: procedure di fabbricazione, preparazione delle parti dei componenti, giunzioni permanenti, controlli non distruttivi, trattamento termico, procedure di rintracciabilità, valutazione finale, ispezione finale*

  La parte relativa alla costruzione è evidentemente soggetta a valutazioni da parte del solo Fabbricante che ha il dovere di ottemperare a tutte le prescrizioni contrattuali e alle disposizioni della normativa di progetto usata.

In conclusione possiamo affermare che i criteri che possono essere seguiti in fase di progettazione dei sistemi, allo scopo di ottenere un'elevata affidabilità complessiva, consistono in generale nel prevedere che i componenti siano utilizzati in esercizio ad un livello di sollecitazione (meccanica, elettrica, termica, etc.) inferiore a quello per cui essi sono stati progettati e nell'uso di tecniche di ridondanza o tolleranza ai guasti (fault tolerance). Per quanto riguarda il primo criterio dobbiamo osservare che, in generale, l'affidabilità dipende dal livello di sollecitazione in condizioni di esercizio e, come abbiamo ampliamente dimostrato, ad una efficace conoscenza dei pericoli connessi all'attrezzatura e alle condizioni di esercizio; in particolare, per i componenti in pressione, l'affidabilità diminuisce all'aumentare della temperatura e delle sollecitazioni meccaniche ripetute. Relativamente al criterio della ridondanza, essa consiste nel far sì che il funzionamento di un sistema non dipenda criticamente dal funzionamento di tutti i suoi componenti; si dice che in tal caso i componenti non sono disposti "in serie" (il guasto di uno di essi produce il guasto dell'intero sistema) dal punto di vista affidabilistico, ma "in parallelo" (il sistema è soggetto a guasto solo quando si sono guastati tutti i suoi componenti).

CASE HISTORY - Analisi di guasto per danneggiamento da H_2S umido K.O Drum V1604B

E. Di Ponzio*, V. Galasso*, A. Mele*, N. Altamura**, A. Scialpi***, F. Paiano***

*Inail - UOT di Taranto
**Inail - UOT di Bari
***Raffineria di Taranto Eni S.p.A. Refining & Marketing and Chemicals

Sommario

La Raffineria di Taranto, a partire dal 2011, si è dotata degli studi RBI, sviluppati per tutti gli impianti di processo, a supporto della politica ispettiva messa in atto su tutte le attrezzature a pressione. Tale approccio ha consentito l'individuazione e la definizione del caso studio oggetto della presente memoria.
Durante la fermata programmata del 2015 dell'Unità HDS2 (Desolforazione gasoli), in occasione dell'applicazione del piano ispettivo previsto dallo studio RBI dell'unità in oggetto, è stato possibile rilevare un difetto sul fasciame del K.O. Drum V1604B di aspirazione del gas di riciclo del compressore alternativo K1601C.
L'esame visivo, supportato da tecniche di indagine specifiche per la ricerca di danneggiamenti indotti dalla presenza H_2S umido, ha evidenziato l'iniziale evoluzione di una cricca in corrispondenza della ZTA della saldatura tra cassetto di alloggio demister e mantello.
L'ulteriore analisi dei parametri di processo (temperatura, pressione, ph condense, ecc.), la verifica dei materiali, dei procedimenti di fabbricazione e le successive indagini di laboratorio, hanno permesso di individuare un fenomeno di danno indotto da H_2S umido, in particolare modo da HIC ("Hydrogen Induced Cracking").
A seguito di tale evidenza, si è proceduto all'estensione dell'indagine difettoscopica su altri recipienti inseriti nello stesso circuito del V1604B per la determinazione dei fattori che hanno reso il componente suscettibile ad un simile danneggiamento.
Il presente lavoro descrive quindi le azioni tecnico-gestionali definite dall'utilizzatore e correlate al sistema di gestione della sicurezza aziendale, con particolare attenzione alle specifiche di progetto costruttivo finalizzate a migliorarne il comportamento nel tempo.

1. Introduzione

Scopo della presente analisi di guasto è l'individuazione delle cause che hanno contribuito alla generazione e all'evoluzione di una discontinuità nel materiale base del V1604B, K.O. Drum di aspirazione del compressore K1601C, e delle relative azioni tecnico-gestionali finalizzate a migliorare le prestazioni dell'attrezzatura nel tempo.
La suddetta discontinuità è stata rilevata grazie all'ausilio di tecniche di controllo non distruttivo, di tipo non tradizionale, previsti dal piano ispettivo RBI per il componente in oggetto.
A seguito dell'esecuzione dei controlli ultrasonori difettoscopici, è stato possibile rilevare una cricca in stato di evoluzione avanzato, posizionata tra la piastra di rinforzo del bocchello S2 e la saldatura del tappo piano superiore (fig.1).

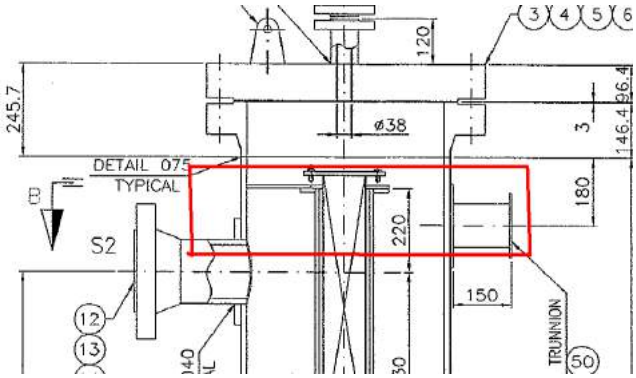


Figura 1. Individuazione della zona interessata dalla cricca

Le successive analisi hanno permesso di individuare, quale probabile causa della cricca sul fasciame del vessel, la contaminazione del materiale base da H_2S umido presente nello stream di processo.

2. Descrizione dell'impianto

2.1 Impianto oggetto di studio

L'Unità Desolforazione dei Gasoli HDS-2 (1600) della Raffineria di Taranto è progettata per il trattamento catalitico con idrogeno del gasolio.
L'impianto è adibito alla rimozione dello zolfo, dell'azoto e dei vari inquinanti dalla frazione anzidetta e alla saturazione dei doppi legami, in modo da ottenere un gasolio a specifica per la formulazione dei prodotti finiti.
Il gasolio si miscela con una corrente ricca di idrogeno: tale corrente è costituita (ved. figura 2) da gas fresco (idrogeno di make-up proveniente dall'unità di produzione idrogeno e/o dalla rete esistente di Raffineria) e dal gas di riciclo proveniente dalla sezione di lavaggio amminico a valle della sezione di reazione (idrogeno di riciclo).

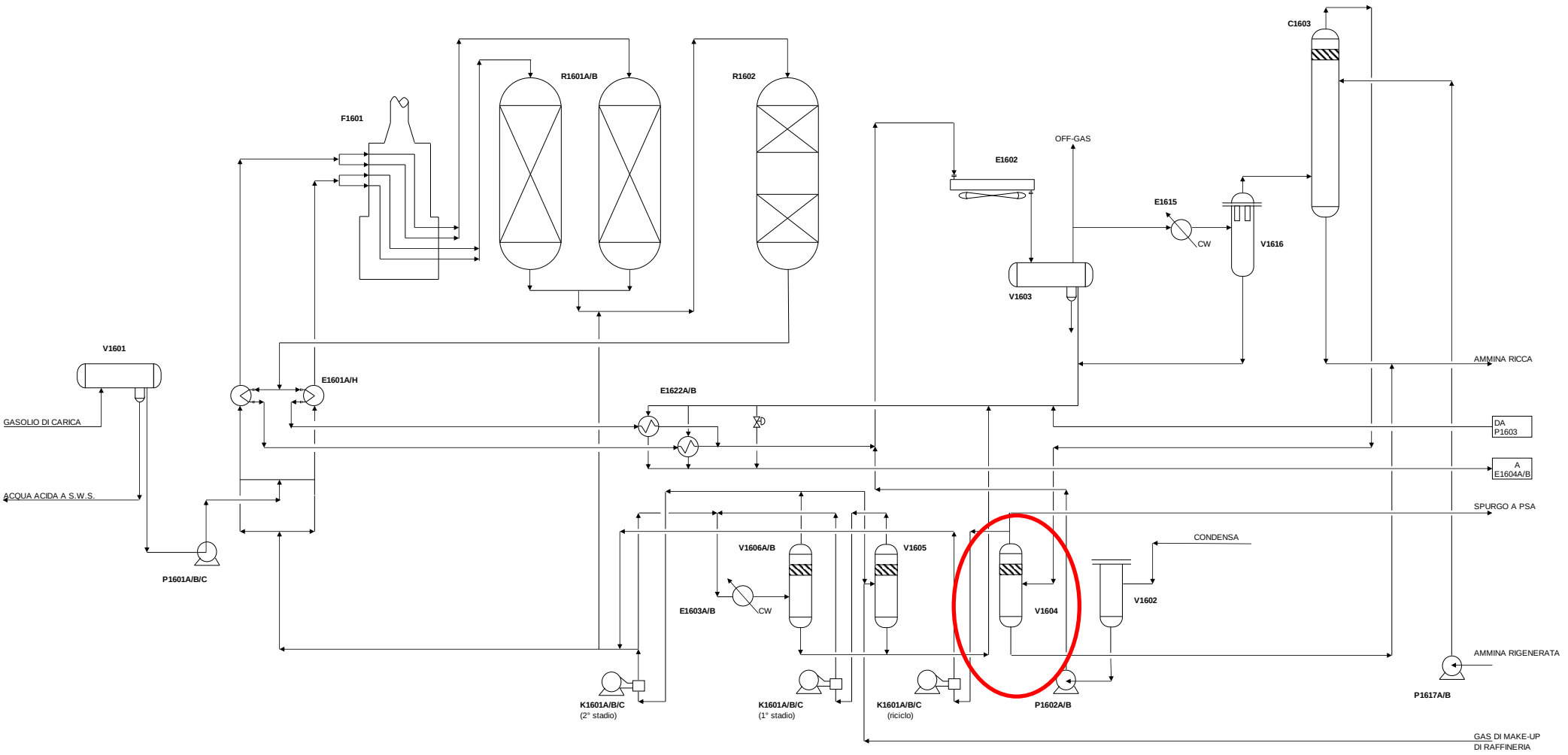


Figura 2. Schema impianto

2.2 Item oggetto di studio

L'item V1604B (ved. figura 3) è un vessel adibito alla separazione delle condense provenienti dalla corrente di idrogeno di riciclo, successivamente inviata al compressore alternativo K1601C.

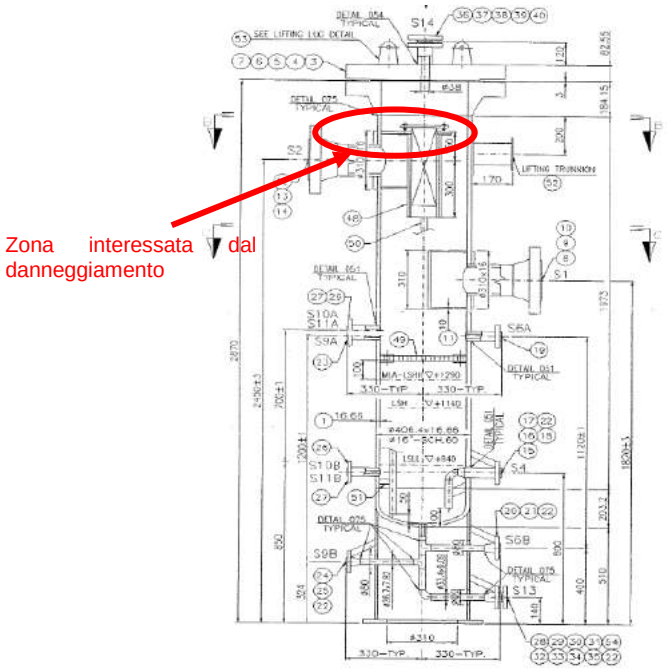


Figura 3. Separatore di condense V1604B

Il separatore fa parte del package di fornitura del compressore K1601C.
Il componente oggetto del disservizio ha la funzione di eliminare eventuali tracce di liquido trascinate dal flusso gassoso dopo il passaggio nella colonna di lavaggio amminico C1603, prima dell'ingresso nella sezione dedicata al gas di riciclo del compressore alternativo K1601C.
L'idrogeno, depurato dallo zolfo e da condense, si immette nel vessel V1604B attraverso il bocchello S1, oltrepassa la cartuccia filtrante posta all'interno del vessel e fuoriesce attraverso il bocchello S2 per essere inviato nel polmone di aspirazione della fase di riciclo del compressore.
Durante l'avviamento, è possibile escludere temporaneamente la colonna C1603 di lavaggio amminico, inviando il gas in uscita dal V1603, ricco di H_2S, direttamente ai K.O drum V1604 - V1604B.
Il mantello del separatore, è realizzato in acciaio al carbonio non legato del tipo ASTM A516 Gr.70, conforme allo Standard NACE MR0175, con spessore nominale pari a 16mm.
L'apparecchiatura non è stata sottoposta a trattamento termico di distensione dopo saldatura (PWHT).
Le indagini di laboratorio, effettuate presso il laboratorio dell'Istituto Italiano della Saldatura, finalizzate alla caratterizzazione chimico-meccanica del materiale (v. tabelle 1-2), hanno confermato valori entro i limiti di accettabilità previsti dalla specifica ASTM A516 Gr.70.

Campione	S_0 (mm^2)	$Rp_{0,2}$ (MPa)	Rm (MPa)	All %
TL	321,6	410	538	40,0
Requisiti ASTM A516 – grado 70	/	260 min	485 - 620	21 min

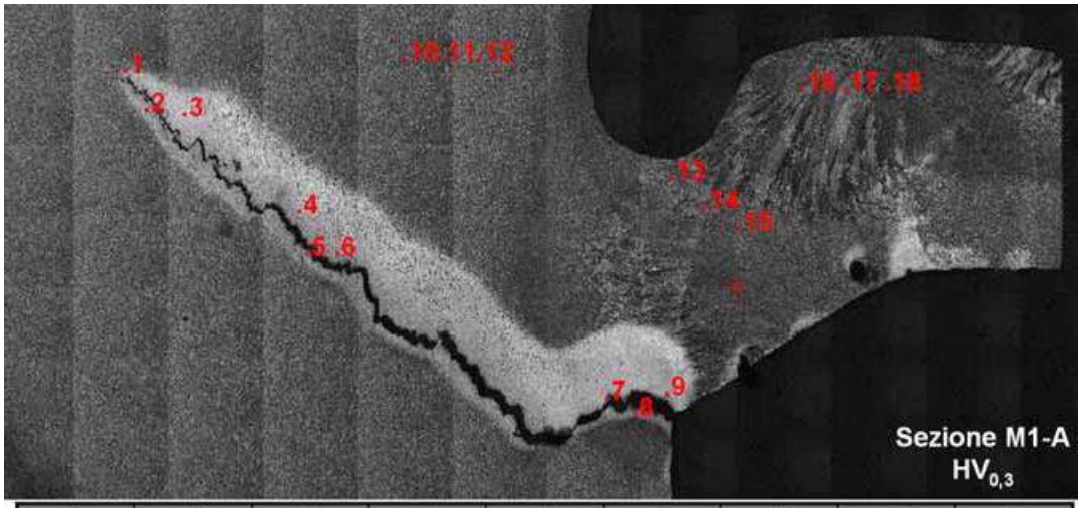
Tabella 1. Valori di carico di rottura (Rm) carico di scostamento dalla proporzionalità (Rp0,2,) e allungamento percentuale a rottura (All%) ricavati dalla prova di trazione e requisiti di riferimento

Elementi	Tubo [wt%]	Requisiti ASTM A516 – grado 70 [wt%]
C – carbonio	0,181	0,28 max (0,23 max disegno)
Si – silicio	0,346	0,13-0,45
Mn – manganese	1,097	0,79-1,30
P – fosforo	0,0325	0,035 max
S – zolfo	0,0241	0,035 max
Cr – cromo	0,042	/
Ni – nichel	0,023	/
Mo – molibdeno	0,006	/
Cu – rame	0,047	/
V - vanadio	0,0016	/
CE_{IIW}	0,38	<0.45 (disegno)

Tabella 2. Analisi chimica quantitativa (in massa percentuale) e relativi requisiti previsti dallo standard ASTM A516 (e da disegno costruttivo)

Inoltre, le prove di laboratorio eseguite sul campione inviato hanno confermato anche la rispondenza ai requisiti della NACE MR0175. In particolare la durezza rilevata nel materiale base risulta inferiore al limite di accettabilità previsto dalla suddetta NACE (limite di accettabilità 22 HRC). Altrettanto l'analisi della composizione chimica ha evidenziato un valore di carbonio equivalente inferiore al limite di accettabilità di 0,43.
Soltanto per il contenuto di zolfo si rileva un'incongruenza, in quanto è stato rilevato un valore di 0,024% superiore ai limiti previsti dall'ultima edizione della NACE MR0175 (tra 0,003% e 0,01%).
Tale discordanza dimostra ulteriormente come il materiale di fabbricazione si sia mostrato particolarmente suscettibile al meccanismo di danno da HIC/SWC, individuato come causa di possibile danneggiamento del componente dalla failure analysis.

Di seguito sono mostrate le posizioni delle impronte sulle sezioni e i relativi valori misurati (Fig. 4).



1	2	3	4	5	6	7	8	9
187	175	177	177	180	177	197	235	235
10	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**
179	179	176	218	208	215	231	201	235

Figura 4. Posizione delle impronte di microdurezza Vickers HV0,3 e relativi valori misurati

3. Sequenza degli eventi

3.1 Individuazione dell'anomalia

In accordo al piano ispettivo previsto dallo studio RBI eseguito per l'unità 1600, il vessel oggetto del presente caso di studio è stato sottoposto a controlli ultrasonori difettoscopici in occasione di una fermata programmata per sostituzione catalizzatore dei reattori.
Nella parte superiore del KO drum, nella porzione di mantello delimitata dal bocchello di uscita S2 e dal tappo flangiato del vessel, è stata individuata una cricca in avanzato stato di propagazione, nel metallo base della virola del mantello del separatore.
Successivamente, il vessel è stato rimosso dall'impianto e sottoposto ad ulteriori indagini. L'ispezione interna, successiva all'apertura dell'apparecchiatura, ha permesso di individuare, quale punto di innesco della cricca, la parte interna del mantello.
In particolare, l'apice della cricca è stata individuata nella zona termicamente alterata, in corrispondenza della saldatura tra piastra di alloggiamento della cartuccia filtrante e mantello. La propagazione della discontinuità, ha avuto uno sviluppo sia in senso radiale (nello spessore), pur non raggiungendo la superficie esterna, che circonferenziale (parallela alla saldatura ad angolo tra mantello e cartuccia dell'elemento filtrante).
La porzione di mantello interessata dal suddetto danneggiamento, è stata sezionata ed inviata presso un laboratorio specializzato per l'esecuzione di prove finalizzate all'individuazione del meccanismo di danneggiamento.
I restanti componenti, ad esclusione della virola danneggiata, oggetto di sostituzione, sono stati interamente controllati con ultrasuoni difettoscopici, rilievi di durezze e magnetoscopie.
Le analisi di laboratorio hanno confermato la presenza di una cricca in ZTA dovuta a tensocorrosione, indotta sia dal servizio (fluidi con presenza di H_2S umido), sia dagli sforzi ciclici pulsanti trasmessi dal compressore. In particolare, è stato riscontrato un danneggiamento tipico da HIC "Hydrogen Induced Cracking".

La caratterizzazione del materiale di costruzione del vessel ha evidenziato la non idoneità, in presenza di fenomeni correlabili ad HIC, per i seguenti motivi:

- *Contenuto di zolfo e fosforo nel materiale di fabbricazione*: la presenza di tali inquinanti rinvenuti sul materiale di costruzione, lo hanno reso più suscettibile all'attacco da HIC;
- *Microstruttura del materiale di fabbricazione*: rilevata presenza di grani di forma allungata derivanti dai trattamenti termici post-laminazione ed inclusioni di forma allungata nella struttura cristallina che hanno favorito l'evoluzione del danneggiamento;
- *Prove di qualifica del materiale di fabbricazione*: il materiale, come da documentazione tecnica in nostro possesso, risulta acquistato in accordo alla NACE MR0175. In applicazioni severe in servizio "Wet H_2S", invece, è previsto l'utilizzo di materiale testato per la resistenza all' HIC in accordo allo standard NACE TM0184.
- *Esecuzione del PWHT*: sul manufatto in oggetto non risulta essere stato eseguito alcun trattamento termico dopo saldatura. L'esecuzione durante le fasi di fabbricazione di un trattamento termico di distensione post-saldatura (PWHT) consente, tramite l'effetto di mitigazione delle tensioni residue, di limitare la probabilità di innesco in particolare dei fenomeni SOHIC - HIC/SWC.

Pertanto, nonostante fosse stato costruito con materiali conformi allo Standard NACE MR0175, norma che prescrive le caratteristiche minime dell'acciaio al carbonio operante in ambiente con presenza di solfuri, il vessel ha evidenziato notevoli limitazioni nei confronti di un attacco tipo HIC.

3.2 Analisi e azioni correttive immediate

Il KO drum in oggetto è stato inviato presso l'officina meccanica specializzata, operante con la Raffineria di Taranto, al fine di procedere alla riparazione ed all'estensione dei controlli non distruttivi per la ricerca di eventuali altri danneggiamenti da H_2S umido sulle restanti porzioni da riutilizzare.
Una volta aperto, è stato possibile valutare le dimensioni della cricca: essa ha interessato parte dello spessore del vessel ed in particolare la zona termicamente alterata della saldatura del setto di sostegno dell'alloggiamento della cartuccia filtrante (ved. figura 5)



Figura 5. Estensione cricca parte interna

Si è pertanto proceduto con la riparazione del vessel. In particolare è stata eseguita la sostituzione della virola superiore del mantello recuperando dal vecchio recipiente i bocchelli S1 ed S2 e la flangia del tappo piano.
I componenti recuperati dal vessel esistente sono stati oggetto di controllo accurato per ricerca danneggiamenti da HIC.
Sulla nuova virola sono stati eseguiti i controlli radiografici al 100% di tutte le saldature di testa, i liquidi penetranti delle saldature dei bocchelli di piccolo diametro ed i rilievi di durezza.

Sulla virola esistente è stato eseguito un controllo mediante ultrasuoni per l'individuazione di discontinuità nel materiale, rilevando la presenza di difetti d'origine, assimilabili a laminazioni e presenza di inquinanti posti in corrispondenza della superficie interna; tali difetti che potrebbero rappresentare in via del tutto generale delle criticità in presenza di idrogeno solforato umido, per la loro entità sulle parti riutilizzate, sono tali da non compromettere l'ulteriore esercibilità del vessel. Tuttavia è stato programmato un monitoraggio entro i successivi 12 mesi, al fine di valutare l'evoluzione dei difetti riscontrati.
Sulla saldatura di composizione del mantello sono stati eseguiti i rilievi delle durezze sia della zona fusa che della zona termicamente alterata rilevando valori accettabili da norma per utilizzo in ambiente contenente H_2S umido.
Al termine della riparazione è stato eseguito il collaudo idraulico finale alla pressione regolamentare, come da normale procedura di riparazione.

3.3 Analisi successive

Al fine di analizzare le cause per cui si sia potuta generare la cricca, la porzione danneggiata del vessel è stata inviata presso un laboratorio specializzato per eseguire le analisi di laboratorio.
Il campione inviato (ved. Figura 6) è costituito da una sezione trasversale della virola al cui interno è contenuto il setto separatore, unito mediante saldatura ad angolo circonferenziale alla virola stessa; la parte centrale del setto presenta uno scomparto rettangolare all'interno del quale alloggia il demister.



Figura 6. Porzione vessel inviata per indagini di laboratorio

Il campione è stato sottoposto a controlli radiografici in cui esito ha evidenziato la presenza di due diverse cricche, entrambe in stato di evoluzione avanzato, in corrispondenza della saldatura tra lamiera e setto (ved. Figura 7).

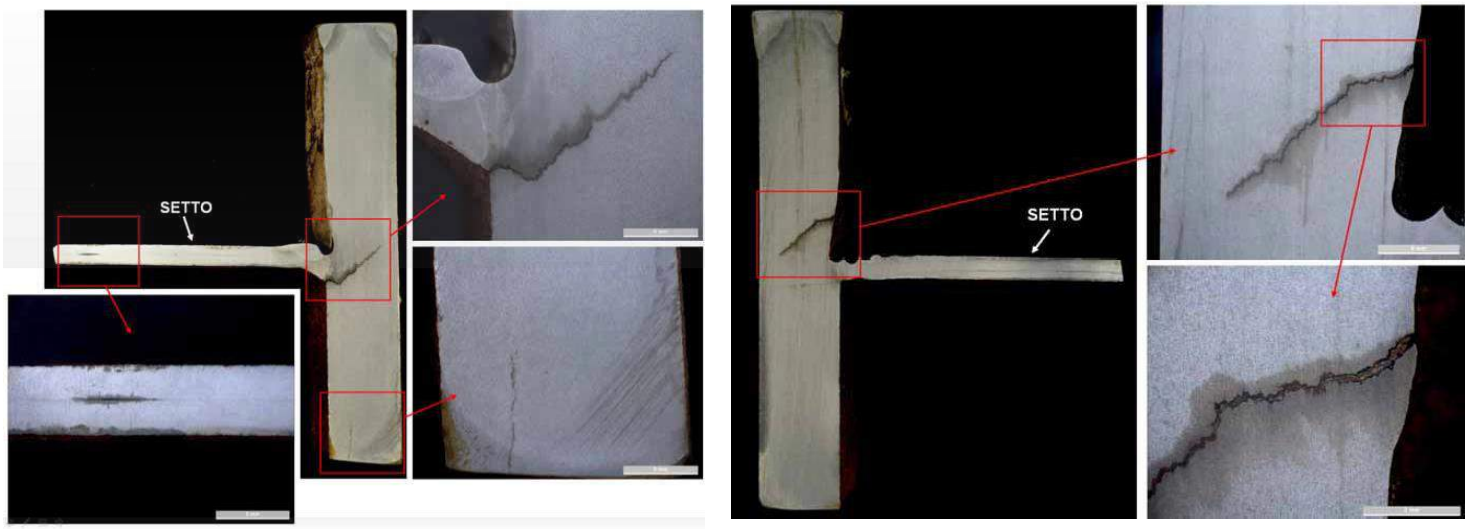


Figura 7. Sezioni macrografiche e relativi dettagli ottenuti con microscopio stereoscopico

Le analisi macrografiche e micrografiche hanno evidenziato nel materiale attorno alla cricca ed in corrispondenza dell'apice, una perdita di carbonio. Tale evidenza giustifica l'infragilimento del materiale e la propagazione della cricca.
Inoltre l'andamento della cricca appare molto frastagliato e, in prossimità dell'apice, si notano numerose micro cricche e fessurazioni con andamento transgranulare a gradino o concatenate (ved. Figura 8).

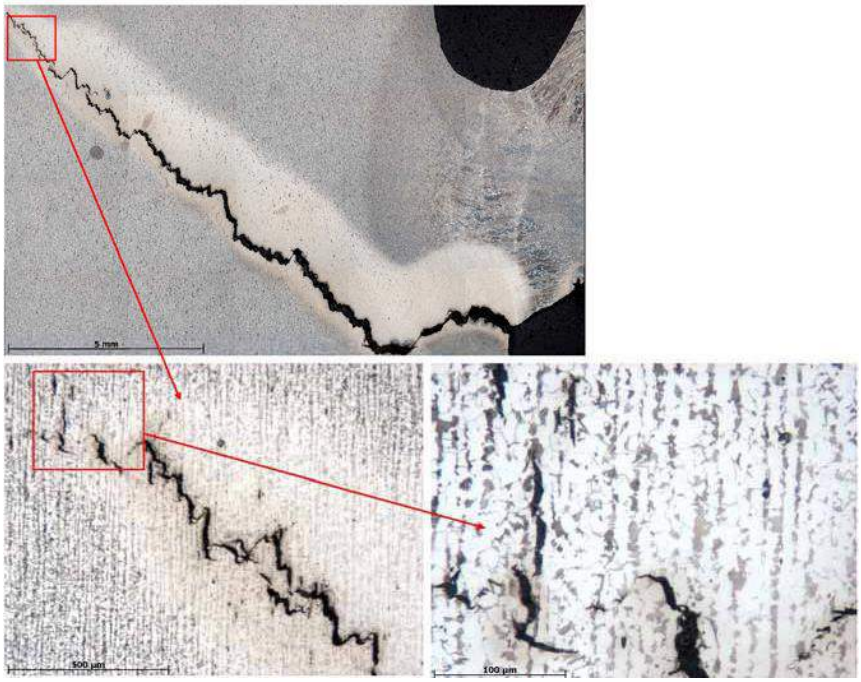


Figura 8. Sezione micrografica e relativi dettagli ottenuti con microscopio

Per caratterizzare i depositi metallici sulla superficie della cricca sono state realizzate indagini con il microscopio a scansione elettronica mediante sonda EDS. I depositi metallici sulla superficie della cricca hanno evidenziato presenza di zolfo ed elementi base del metallo quali ferro e manganese, pertanto riconducibili a depositi di solfuri di ferro.

La morfologia della cricca e le caratteristiche dei depositi metallici sulla sua superficie identificano come possibile causa di danneggiamento un'interazione tra metallo base e H_2S umido.
Preso atto del fenomeno riscontrato per la specifica sezione dell'impianto, si è deciso di sottoporre a controlli specifici le apparecchiature con analogo servizio. Sono stati quindi eseguiti controlli ultrasonori difettoscopici per valutare la presenza di eventuali difetti o danneggiamenti determinati da trascinamenti di H_2S e da presenza di umidità nel fluido di processo, ossia i circuiti del gas di make-up e del gas di riciclo dei compressori K1601 A-B-C (Allegato 3).
Le indagini hanno interessato le seguenti apparecchiature:

- Polmoni smorzatori prima fase V1610 A-B-C e V1611 A-B-C
- Polmoni smorzatori seconda fase V1612 A-B-C e V1613 A-B-C
- Polmoni smorzatori riciclo V1614 A-B-C e V1615 A-B-C
- Vessel separatore V1604 - V1605 (in comune con il K1601 B) V1604 B V1605 B dedicati al K1601 C;
- Vessel make-up V1606 A-B-C,

A seguito di tali controlli è stato possibile individuare la presenza di difetti di laminazione (longitudinali) nel materiale base, presumibilmente attribuibili ai processi originari di fabbricazione, che tuttavia non risultano collegati tra loro in senso trasversale e pertanto non rappresentando pericolo alcuno, nel breve-medio termine, riguardo l'ulteriore esercibilità delle apparecchiature.
Tuttavia, in coerenza con la politica ispettiva-manutentiva messa in atto dalla Raffineria Eni di Taranto, è stato programmato un piano di monitoraggio con ultrasuoni difettoscopici per gli apparecchi che hanno evidenziato difettosità minime, mentre è stata programmata la sostituzione integrale per gli apparecchi laddove tali difettosità potrebbero evolvere nel tempo in presenza di idrogeno solforato umido.

3.4 Azioni correttive

In accordo con quanto emerso dalle analisi di laboratorio, si è evidenziato che il materiale utilizzato per la costruzione dei vessel, seppur conforme a quanto richiesto in specifica tecnica, non è adatto al servizio in ambiente contenente idrogeno solforato umido.
Le apparecchiature, i cui difetti potrebbero rappresentare una criticità nel tempo se a contatto con idrogeno solforato umido, saranno sostituite nel corso della prossima fermata programmata. La realizzazione dei suddetti recipienti verrà eseguita in accordo agli Standard e Best Practices ENI che regolamentano le attività di costruzione e controllo di recipienti in pressione operanti in presenza di idrogeno solforato umido.
Gli altri vessel saranno sottoposti ad un programma di monitoraggio mediante controllo ultrasonori per la valutazione dell'evoluzione dei difetti.

4. Conclusioni

L'unità 1600, a cui appartiene il vessel oggetto di indagine, desolfora il gasolio per mezzo di idrogeno: tale corrente gassosa è composta da idrogeno fresco e da idrogeno recuperato a valle di un processo di lavaggio amminico, pertanto il flusso gassoso che attraversa alcune sezioni di impianto, risulta ricco di idrogeno ed H_2S.
Per ottenere una buona qualità dell'idrogeno di riciclo è stato inserito all'interno del circuito una colonna di lavaggio amminico, ossia la C1603. In questa sezione, il flusso di idrogeno solforato incontra una corrente di ammina fresca che, combinandosi chimicamente allo zolfo, permette la purificazione dell'idrogeno.

La corrente gassosa che esce dalla testa della C1603 (colonna di lavaggio amminico) viene poi inviata ai KO drum V1604 e V1604B.
Nel gas, inevitabilmente, saranno contenute tracce di condensa acquosa (l'ammina necessaria alla desolforazione dell'idrogeno è in soluzione acquosa) e di H_2S, non completamente eliminato nella colonna.
Durante le fasi di avviamento l'impianto viene esercito, escludendo la colonna di lavaggio amminico C1603, ed inviando la carica gassosa direttamente al separatore V1604B.
Tale condizione operativa aggrava il fenomeno di HIC Hydrogen Induced Cracking, poiché il gas processato nei separatori ha una concentrazione di H_2S di molto superiore a quella prevista nelle normali condizioni di funzionamento.
Il fluido entra nel vessel ad una pressione di 39 barg con una temperatura di 50°C: tali condizioni operative, unite alla presenza di una fase condensante costituiscono un ambiente favorevole per attacchi da H_2S umido.
Nell'API 571 "Meccanismi di danneggiamento che influenzano le attrezzature statiche nel settore della Raffinazione" oltre a descrivere i vari meccanismi di danneggiamento indotti dalla presenza di H_2S umido descrive le varie forme di danneggiamento a cui potrebbe essere sottoposto il materiale. Uno dei possibili meccanismi di danneggiamento è l'Hydrogen Induced Cracking (HIC) rilevato, attraverso prove di laboratorio, sul campione analizzato; l'API 571 descrive le condizioni operative e metallurgiche per cui un'apparecchiatura possa essere ritenuta suscettibile da tale danneggiamento.
L'Hydrogen Induced Cracking (HIC) consiste nella formazione di cricche interne a gradino che connettono blisters (rigonfiamenti) adiacenti che giacciono su piani differenti del metallo, fino anche a raggiungere la superficie interna.
In particolare le variabili che favoriscono il progredirsi di un danneggiamento da HIC, sono:

- ***temperatura di esercizio:*** il fenomeno di blistering, HIC e SOHIC si verifica per temperature tra quella ambiente e i 150°C;
- ***PH:*** la diffusione dell'idrogeno è minima a pH 7 ed aumenta per pH diversi da quello neutro;
- ***tenore di H2S:*** in ambienti con fase condensante sono sufficienti 50ppmw per favorire la diffusione dell'idrogeno molecolare all'interno del metallo base;
- ***pressione parziale dell'idrogeno solforato:*** in ambiente con fase condensante sono sufficienti 3,45 mBar per favorire la propagazione del difetto;
- ***tipo di materiale (tipologia, struttura cristallina, processi di fabbricazione, ecc.):*** la presenza di difetti o di inclusioni favorisce la penetrazione dell'idrogeno atomico nella struttura del materiale base;
- ***trattamenti termici dopo saldatura (PWHT):*** riducono il rischio di incorrere in fenomeni di SOHIC/HIC, riducendo i carichi residui all'interno del materiale;
- ***carichi indotti o interni residui:*** creano degli stati di tensione nel materiale che favoriscono l'insorgenza di fenomeni di SOHIC/HIC.

Alla luce di quanto sopra esposto, tenuto conto di:

- ***condizioni operative del vessel:*** temperatura operativa di 50°C, presenza di 50 ppmv di H_2S in fase condensante, pressione di esercizio di 39 barg;
- ***caratteristiche del materiale di fabbricazione:*** carbon steel ASTM A 516 gr.70, presenza di inclusioni di forma allungata e difetti derivanti dal processo di laminazione, assenza di un trattamento termico dopo saldatura;
- ***carichi esterni o residui interni:*** presenza di carichi alternati pulsanti indotti dal compressore K1601C

si ritengono coerenti le conclusioni della failure analysis eseguita sul campione con le condizioni operative e costruttive del vessel che lo rendono suscettibile al fenomeno dell'Hydrogen Induced Cracking (HIC).
Pertanto, a valle di tale considerazione, sono state individuate le seguenti azioni correttive, per cui la Raffineria di Taranto si sta impegnando a traguardare entro la prossima fermata programmata:

- sostituzione di alcuni vessel che hanno presentato delle criticità, a valle della campagna di controlli eseguita, con altri di nuova costruzione per cui sarà prevista l'applicazione di Standard e Best Practices specifici per la realizzazione di recipienti in pressione operanti in presenza di H2S umido;
- monitoraggio delle apparecchiature che hanno evidenziato difetti d'origine, potenzialmente suscettibili da attacco da HIC;
- rivisitazione dello studio RBI, prevedendo un aggiornamento che tenga conto delle evidenze emerse nella campagna di controlli eseguita.

5. Bibliografia

[1] Techint, eni S.p.A. Manuale operativo impianto desolforazione gasoli HDS-2 U1600 pp. 1-3

[2] Nuovo Pignone Firenze, Documentazione controllo e qualità per Separatore aspirazione I fase recycle, sottosezione 3-6

[3] Istituto Italiano della Saldatura, Ispezione basata sul rischio (RBI) Studio applicato all'unità 1600 HDS2 ING1572 L

[4] Rapporto laboratorio Istituto Italiano della Saldatura, Indagini di laboratorio su una sezione dell'item V1604B prelevata tra il bocchello S2 e il fondo superiore LAB/049-15

[5] Api 571. Meccanismi di danneggiamento che influenzano le attrezzature statiche nel settore della Raffinazione. Seconda edizione, aprile 2011, sezione 5 pp.60-69

[6] Normativa tecnica interna NT0718_ST_GEN Specifica generale (I.I.S. ING 591 S) per la costruzione di attrezzature a pressione di acciaio al carbonio in servizio H2S umido

[7] International Standard ANSI/NACE MR0175/ISO15156 – Petroleum and Natural gas industries – Material for use in H_2S-containing environments in oil and gas production

Utilizzo della metodologia R.B.I. (Risk Based Inspection) sul settore power – Case Study

E. Latona*, M. Corsini*, L.Nobile**

*Bureau Veritas Italia S.p.A.
**Erg Power Generation S.p.A.

Sommario

La metodologia API Risk Based Inspection, viene comunemente utilizzata per la gestione del rischio in impianti petroliferi, focalizzando le ispezioni sulle attrezzature con livello di rischio più alto.
L'applicazione classica di queste metodologie si rivolge quindi a impianti complessi come raffinerie, tuttavia Bureau Veritas Italia S.p.A. ha sviluppato con un cliente storico quale Erg Power Generation S.p.A. l'utilizzo di tale metodologia per impianti "non convenzionali" quali unita CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) per la produzione di energia elettrica.
E' stato infatti dimostrato che sebbene questa tipologia di impianti non trattano fluidi pericolosi paragonabili ad un impianto chimico e quindi il rilascio di sostanze non comporta danni ambientali, la pericolosità è associata a temperature e pressioni elevate (vapore surriscaldato) che nel caso di failure potrebbero avere conseguenze sulle persone.
Il case history che presentiamo ha lo scopo di dimostrare i vantaggi ottenuti, sia in termini economici e in particolar modo per la sicurezza, attraverso l'utilizzo di una metodologia internazionale.

1. Introduzione al progetto

Al fine di stabilire fenomeni di danneggiamento di cui potenzialmente sono affette le attrezzature statiche a pressione dei propri impianti (apparecchi e tubazioni), e di definire un piano ispettivo per le attrezzature stesse, Erg Power Generation S.p.A. ha intrapreso un progetto atto ad implementare su tutte le unità produttive un approccio di tipo RBI (Risk Based Inspection) basato sulla Raccomanded Practice API 581.
E' in questo ambito che Erg Power Generation S.p.A. ha commissionato a Bureau Veritas Italia S.p.A. l'esecuzione di uno studio di tipo RBI (Risk Based Inspection) delle tubazioni (principali) ed apparecchiature presenti all'interno dell'impianto denominato "Combined Cycle Gas Turbine" (CCGT).

2. Descrizione del processo

Lo studio ha interessato solo la sezione dei GVR e tubazioni di collegamento. Si riporta una breve descrizione del processo.
L'Impianto di Potenza a Ciclo Combinato è composto da 2 di Gruppi di Potenza.
L'Impianto, comprende i relativi sistemi ausiliari necessari al funzionamento della sottostazione elettrica connessa con la rete di trasmissione nazionale (RTN) a 380 kV.
I gruppi sono tra loro allineati planimetricamente in parallelo e connessi alla sottostazione elettrica tramite condotti sbarre che corrono sopra le apparecchiature.
La configurazione prevista è di tipo 2+1, con le turbomacchine allocate in cabinati dedicati alll'abbattimento dell'emissione sonora.
Le apparecchiature ausiliarie sono collocate in un'area dedicata mentre un "rack" di servizio connette l'impianto di potenza con l'adiacente Raffineria.

La seguente descrizione è relativa ad uno dei moduli di potenza alimentati a gas naturale.
Tali gruppi sono composti dalle seguenti apparecchiature principali:

- Nr. 2 turbine a gas, generatori e relativi ausiliari di macchina;
- Nr.1 turbina a vapore, generatore e relativi ausiliari di macchina;
- Nr. 2 caldaie a recupero di tipo orizzontale a tre livelli di pressione e risurriscaldamento, con torretta degasante integrata nel corpo cilindrico di bassa pressione;
- Nr.1 condensatore di vapore;
- Nr. 1 trasformatore elevatore per turbina a vapore a 3 avvolgimenti;

2.1 Ciclo Termico

Il ciclo termico realizzato da ogni modulo di potenza è del tipo a tre livelli di pressione con risurriscaldamento.
Il vapore di alta pressione (VA) generato in caldaia a recupero è surriscaldato e quindi inviato alla sezione di alta pressione della turbina a vapore dove espande fino alla pressione intermedia.
Il vapore scaricato dalla sezione di alta pressione della turbina a vapore (risurriscaldato freddo, RHF) ritorna quindi in caldaia dove, mescolato con il vapore surriscaldato generato a pressione intermedia, viene risurriscaldato (risurriscaldato caldo – RH caldo).
Il vapore risurriscaldato in uscita dalla caldaia a recupero RH caldo è destinato alla sezione di media pressione della turbina a vapore.
Una parte del vapore risurriscaldato può essere prelevato per generare vapore di media pressione e bassa pressione mediante stazioni di riduzione ed attemperamento, per poi essere esportato allo Stabilimento.
Il vapore ammesso in turbina a vapore è invece espanso fino alla minima pressione mantenuta nel condensatore, ed in questo ultimo condensa.
In una sezione intermedia tra l'immissione di vapore risurriscaldato e lo scarico è introdotto il vapore surriscaldato di bassa pressione generato dalla caldaia a recupero.
È inoltre previsto uno spillamento nella sezione di bassa pressione della turbina a vapore destinato all'esportazione di vapore allo Stabilimento, ad integrazione di quello prodotto dalle stazioni di riduzione ed attemperamento di media / bassa pressione.
Il condensato prodotto nel condensatore di vapore è accumulato nel pozzo caldo del condensatore da cui è estratto mediante le pompe di estrazione del condensato e mandato all'ingresso della caldaia a recupero.
Il vapore esportato allo Stabilimento, viene reintegrato nel ciclo termico mediante acqua demineralizzata che viene miscelata con il condensato prima dell'ingresso in caldaia.
All'ingresso della caldaia, il condensato è preriscaldato in un banco che opera da economizzatore, installato nel flusso di gas nell'ultima sezione di caldaia.
Lo stesso condensato viene mantenuto ad una temperatura minima mediante un ricircolo di acqua calda realizzato tramite pompe di ricircolo; la portata di acqua è calcolata per mantenere tale temperatura minima al fine di evitare condensazione acida sui banchi del preriscaldatore.
Il sistema di ricircolo prevede due pompe al 100% e relativa valvola di controllo di temperatura.

2.2 Sezione VB

All'uscita del preriscaldatore, il condensato è diretto al corpo cilindrico di bassa pressione, dotato di torretta degasante integrata.

Il vapore di degasaggio è generato direttamente nell'evaporatore di bassa pressione; da qui una frazione del vapore saturo generato fluisce dal corpo cilindrico verso la torretta degasante.
La restante parte del vapore saturo generato esce dal corpo cilindrico di bassa pressione e viene surriscaldato in un banco dedicato.
Le pompe di alimento caldaia aspirano dal corpo cilindrico di bassa pressione, alimentando la sezione ad alta pressione ed a pressione intermedia.
Il corpo cilindrico stesso garantisce un adeguato volume di accumulo in caso di mancanza di alimentazione del condensato.

2.3 Sezione VA

L'acqua di alimento alla sezione di alta pressione è ulteriormente riscaldata tramite 2 economizzatori di alta pressione, e quindi entra nel corpo cilindrico di alta pressione.
Il vapore generato nell'evaporatore di alta pressione viene separato nel corpo cilindrico di alta pressione e quindi surriscaldato mediante 2 surriscaldatori di alta pressione.
Il controllo della temperatura del vapore surriscaldato di alta pressione all'uscita di caldaia è realizzato tramite un desurriscaldamento ad iniezione d'acqua interposto ai due banchi di surriscaldamento.
L'acqua di attemperamento proviene da uno spillamento sulla mandata delle pompe di alimento caldaia.

2.4 Sezione MP/RH

L'acqua di alimento alla sezione a pressione intermedia viene ulteriormente riscaldata tramite apposito economizzatore e quindi entra nel corpo cilindrico a pressione intermedia.
Anche in questo caso il vapore generato nell'evaporatore è separato nel corpo cilindrico e quindi surriscaldato mediante surriscaldatore.
Il vapore surriscaldato a pressione intermedia viene miscelato con il vapore risurriscaldato freddo (RHF) per poi essere risurriscaldato.
La sezione di risurriscaldamento (RH caldo) è composta da 2 banchi ai quali viene interposto un desurriscaldatore ad iniezione d'acqua per il controllo della temperatura del vapore in uscita di caldaia.
L'acqua di attemperamento proviene da uno spillamento sulla mandata delle pompe di alimento caldaia.
In generale, la pressione in caldaia nella condizione normale di esercizio è libera di variare ("sliding pressure") in funzione delle condizioni ambientali, operative e del carico della turbina a gas; tale operazione si realizza al fine di massimizzare il recupero energetico sui fumi scaricati dalla turbina a gas.
La supervisione delle caratteristiche dell'acqua, del vapore del ciclo termico e del trattamento chimico dell'acqua di caldaia viene realizzata mediante un sistema di campionamento.
Un sistema di iniezione dei prodotti chimici ne permette invece il controllo.

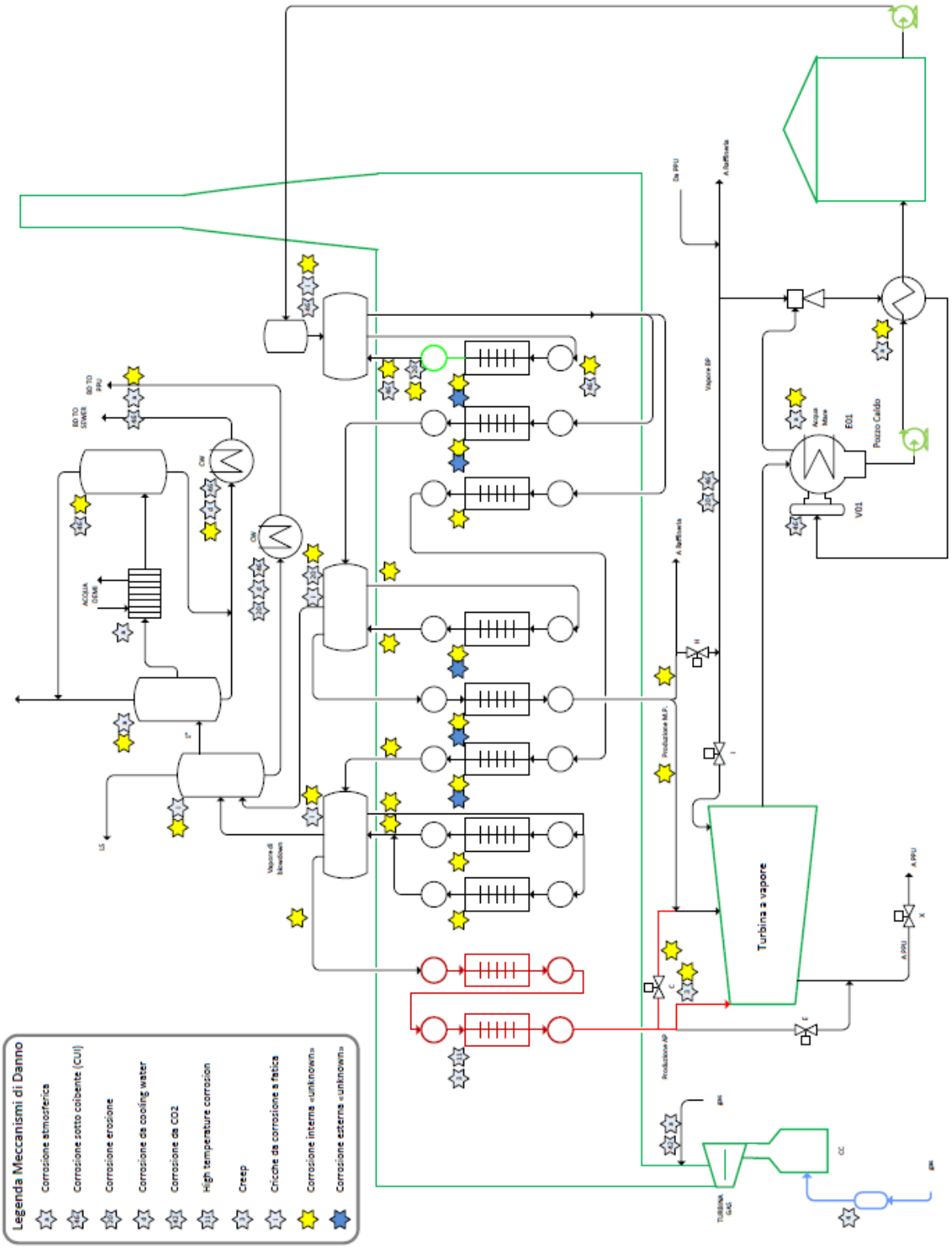


Figura 1. Schema semplificato impianto con i principali meccanismi di danno secondo AP571

3. Descrizione della metodologia e obiettivi

Lo scopo di un'ispezione su un determinato componente è quello di:

- Verificarne lo stato di conservazione ed efficienza nei confronti delle condizioni per cui il componente è stato progettato
- Dimensionare eventuali danneggiamenti
- Analizzare le cause che hanno determinato il verificarsi del danneggiamento stesso

Tutto questo per evitare una avaria (o *failure*) cioè un evento che determina la perdita di funzionalità di un componente rispetto alle condizioni di progetto/esercizio.
Il rischio (R) è un indice del pericolo potenziale ed è dato dal prodotto probabilità (P) di accadimento di un evento e della gravità (G) causata dall'avaria e quindi dalla perdita di confinamento del prodotto contenuto in una data attrezzatura.
La probabilità (P), generalmente, viene misurata in numero di eventi per anno.
La gravità (o conseguenza), invece, generalmente viene misurata in area all'interno della quale si hanno eventi in grado di procurare danni a cose o persone.
Nel caso degli impianti Power la gravità di un evento avrà tendenzialmente un indice molto bassa essendo il fluido rappresentativo l'acqua. In questo caso infatti il concetto di evento inteso come rilascio di una sostanza verso l'esterno non comporta rischi elevati.
Non sono infatti ipotizzabili scenari come Incendi/esplosione, nube tossica, etc.

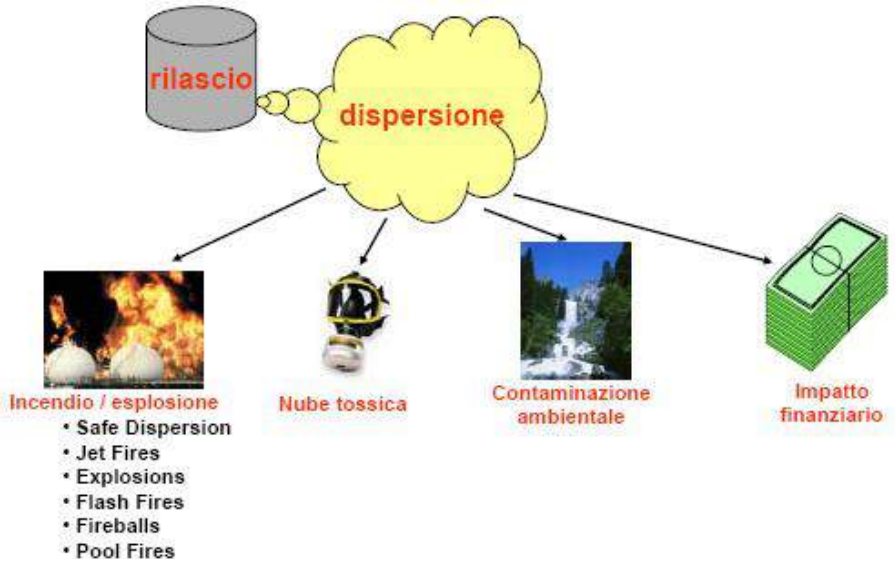


Figura 2. Scenari di rilascio e conseguenze

L'ottimizzazione delle ispezioni e la riduzione degli eventi di failure ha come obiettivo primario quello di garantire una continuità operativa legato al tipo di servizio che questi impianti offrono: energia elettrica per la rete nazionale e per gli adiacenti impianti di raffinazione. Il secondo aspetto, non meno importante è quello della sicurezza degli operatori del sito, sebbene infatti non sono previsti rilasci di sostanza tossiche, i fluidi contenuti sono comunque caratterizzati da pressioni e temperature elevate: vapore surriscaldato.

Per l'analisi è stato seguito un approccio quantitativo che prevede:



Diagramma di flusso 1. Sequenza approccio quantitativo

La probabilità è data dal prodotto di tre fattori che sono la «generic equipment frequency» (o frequenza generica), il «damage factor» (o fattore di danneggiamento) e il «management system evaluation factor» (o fattore di valutazione della gestione di sistema).
In fig. 3 il flusso gramma di analisi che porta alla determinazione del livello di rischio.

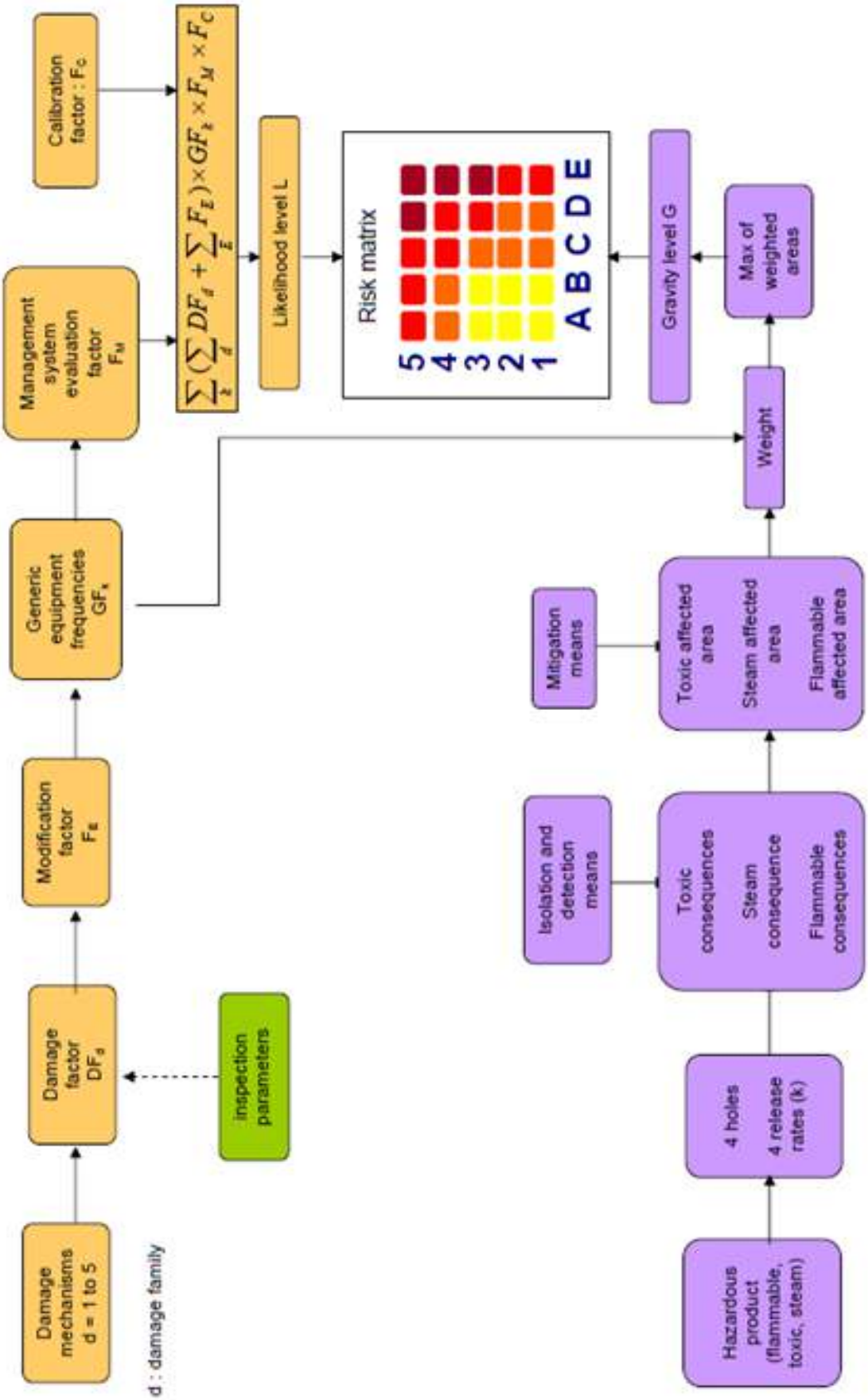


Figura 3. Flusso gramma di analisi che porta alla determinazione del livello di rischio

3.1 Determinazione dei meccanismi di danno

Dall'associazione dei parametri di design e di processo con i fluidi contenuti nelle relative attrezzature, è stato possibile determinare (sulla base dei parametri indicati sia nell'API RP 571 – Damage mechanisms affecting fix equipment in the refining industry e dell'API RP 573 – Inspection of fired boilers and heaters) i potenziali meccanismi di danno afferenti le attrezzature stesse.Tali meccanismi sono stati divisi, così come nell'API RP 581, in 3 macrofamiglie.
Tali famiglie, ed i relativi meccanismi, sono:

- Corrosione Esterna (o Ext):
  - ✓ Corrosione esterna (o atmosferica)
  - ✓ Corrosione sotto coibente (CUI)
- Corrosione interna (Thi)
  - ✓ Corrosione/Erosione
  - ✓ Corrosione da Cooling Water
- Danneggiamenti meccanici (Mecc)
  - ✓ Creep
  - ✓ Corrosione a fatica

L'unità è stata suddivisa sulla base delle caratteristiche operative e costruttive di ogni componente analizzato in Corrosion Loop. Il singolo corrosion loop è quindi caratterizzato da attrezzature con analogie di processo e metallurgiche che possono essere affette dallo stesso meccaniscmo di danno (ad es. materiale, temperatura, fluido, coibentazione etc.).
Una volta identificati i corrosion loop, è stato analizzato lo storico ispettivo se disponibile o sono state ipotizzate dei corrosion rate o eventuale suscettibilità per i meccanismi non "*time-depending",* sulla base dell'esperienza su impianti similari.
Nel caso in cui era presente uno storico ispettivo è stata valutata l'efficacia delle ispezioni condotte. L'efficacia secondo API581 viene assegnata valutando qualitativamente sia il metodo ispettivo usato per la ricerca del danneggiamento sia l'estensione del controllo.
Per ogni singolo componente è stato calcolato il livello di rischio e sulla base del rischio residuo è stato emesso un piano ispettivo specifico.
Un programma di controllo è la combinazione di metodi NDE (cioè visivo, ultrasuoni, radiografia ecc), la frequenza di ispezione, la posizione e la copertura di un'ispezione.
Ogni piano ispettivo può variare nell' efficacia per la localizzazione e dimensionamento del difetto. Tale scelta viene eseguita, una volta che i meccanismi di danno probabili sono stati identificati, al fine di garantire un livello di rischio accettabile riducendo l'estensione dei controlli. Per tale motivo attrezzature ricadenti in un livello di rischio medio-alto o alto avranno sia una frequenza ispettiva minore che una estensione dei controlli maggiore.
L'output principale di uno analisi R.B.I. è proprio quello di identificare le attrezzature ritenute critiche al fine di identificare le strategie ispettive da segure durante le fermate generale degli impianti.

4. Conclusioni

Dallo studio effettuato è emersa la situazione indicata nella matrice di seguito illustrata
La matrice riporta i risultati generali di tutti i componenti analizzati.
I numeri all'interno delle singole caselle riportano il totale delle attrezzature analizzate per livello di rischio (linee e apparecchi).
Sono quindi presenti 145 item con rischio basso, 303 con rischio medio, 33 con rischio medio alto e solo 2 item con rischio alto.

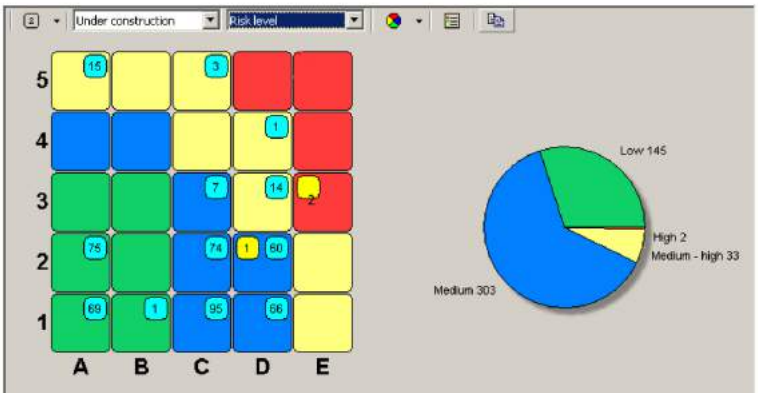


Figura 4. Risultati matrice di rischio

Lo studio dimostra come la scelta dei materiali di costruzione sia congruente con i dati di progetto e processo ingegnerizzati.
L'elevato numero di item con rischio medio e medio alto può essere ricondotto al fatto che l'impianto è di recente costruzione e per tale motivo non è ancora disponibile uno storico ispettivo per tutte le attrezzature. Molte delle considerazione relative ai corrosion rate sono stati quindi eseguiti sulla base di dati di letteratura solitamente molto più conservativi.
Per le attrezzature ritenute critiche (livello di rischio 5A, 5C, 4D e 3D) sono stati previsti piani ispettivi con frequenza minore ed efficacia maggiore. Tali controlli, che verranno eseguiti in occasione delle prossime MTA confermeranno o meno il livello di rischio ipotizzato (meccanismi di danno e trend di corrosione). L'analisi verrà quindi ripetuta valutando l'esito delle ispezioni eseguite.
Tuttavia è necessario precisare che alcune tipologie di attrezzature mantengono sempre un rischio intrinseco legato principalmente ai volumi di fluido e alle condizioni di operative (pressione e temperatura)
Se nel corso delle ispezioni programmate nel presente studio, si avesse evidenza o di trend anomali, o di condizioni operative al limite per l'insorgere di meccanismi di danneggiamento ad elevato rateo di progressione, i piani ispettivi futuri dovranno essere re-impostati in maniera da individuare eventuali anomalie prima che queste possano dare luogo a rilasci di prodotto indesiderati. E' comunque evidente che, essendo molti meccanismi dipendenti dall'età delle attrezzature, con il progredire del tempo le frequenze ispettive tenderanno ad aumentare fino al momento in cui sarà necessario procedere alla manutenzione o alla sostituzione dell'attrezzatura stessa.
Tutte le ispezione programmate hanno tenuto conto delle verifiche di legge.
In generale i piani ispettivi emessi porteranno ad un vantaggio economico nella pianificazione della fermata di Manutenzione, in quanto verranno eseguiti con priorità i controlli sulle attrezzature risultate critiche, e anche da una più attenta pianificazione delle opere provvisionali (ponteggi, scoibentazioni etc.).
Per tutte le attrezzature ritenute meno critiche è stato eseguito un ulteriore analisi di dettaglio che permette l'esecuzione dei controlli anche durnate la normale marcia dell'impianto (dove possibile) portando quindi ad un risparmio dei tempi di fermata.
La pianificazione delle ispezioni eseguite sulla base del rischio della singola attrezzatura permette una copertura ispettiva totale con un aumento dell'affidabilità dell'impianto. La riduzione del rischio di ogni singolo item (riduzione degli eventi di failure) e dei tempi di fermata si traduce in un vantaggio per la sicurezza del personale solitamente coinvolto nella gestione di queste unità e del personale presenta durante le fermate di manutenzione. E' anche noto che le società di assicurazione al fine di ridurre i premi assicurativi richiedono l'utilizzo di metodologie internazionale che dimostrino la gestione degli propri asset: tra le metodologie richieste troviamo l'API 581.

Bureau Veritas Italia, sulla base della propria esperienza, può affermare che i vantaggi sopra esposti potranno essere dimostrati dopo l'applicazione generale del primo piano ispettivo.

5. Bibliografia

[1] D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 (Testo coordinato con il D.Lgs. 3 agosto 2009, n. 106) - Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro: Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123 in materia di tutel della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

[2] D.M. 1 Dicembre 2004, n. 329 - Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93.

[3] D.M. 11 aprile 2011 - Disciplina delle modalità di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all'All. VII del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, nonché' i criteri per l'abilitazione dei soggetti di cui all'articolo 71, comma 13, del medesimo decreto legislativo.

[4] API 581 – Risk Based Inspection Methodology

[5] API 571 – Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry

[6] API RP 573 – Inspection of fired boilers and heaters

ASSET MANAGEMENT - ISO 55000 e il sistema di gestione della manutenzione (CMMS)

A. Faragnoli*, M. Pessina*, A. Petrucco*, C. Rapone*

*Ramcube s.r.l.

Sommario

La pubblicazione della ISO 55000 è di sicuro un ulteriore passo finalizzato a sancire l'importanza dell'Asset Management nell'attuale contesto storico-tecnico-economico. Importanza ancora di più sottolineata dall'accezione così ampia del termine "Asset" che la stessa Norma fornisce. In particolare, in riferimento all'Asset "fisico" e quindi tangibile, come possono essere le numerose tipologie di attrezzature di un impianto, di sicuro assume un ruolo strategico e da protagonista la Manutenzione. Manutenzione finalizzata al raggiungimento di numerosi obiettivi attraverso concetti e processi come minimo individuabili nell'ottimizzazione, il miglioramento, l'affidabilità, l'efficacia e l'efficienza.
Mai come oggi, si sente l'esigenza di attuare un processo descritto in questi termini al fine di far fronte tanto ad una pur sempre viva necessità di aumentare il livello di sicurezza degli impianti quanto a ricavi sempre più ridotti come può essere oggi, ad esempio, il contesto dell'Oil&Gas. Inoltre, l'ottimizzazione ed il miglioramento di un sistema di gestione della manutenzione così come l'aumento dell'affidabilità, dell'efficacia e dell'efficienza di un impianto non possono che basarsi sulla specificità e univocità di ogni singolo contesto produttivo.
Il raggiungimento di questo obiettivo comporta la "gestione" di una mole enorme di dati ciascuno caratterizzato da un proprio valore, peso ed influenza. L'interesse e la strategicità di questi dati sono tali da poter assimilare il dato stesso ad un "Asset" da gestire. Da questo, la descrizione dell'evoluzione del CMMS a sistema di "Intelligence of Maintenance - IoM". Una "manutenzione 4.0" basata sulla comunicazione delle informazioni dalle stesse attrezzature di impianto, connesse globalmente tra loro, assicurando a pieno i requisiti previsti dalla stessa Norma ISO 55000.

1. Introduzione

In relazione alla pubblicazione della ISO 55000 e quindi al ruolo strategico che sta assumendo la corretta gestione dell'Asset (Asset Management) in questi ultimi anni, si vuole evidenziare con la memoria di seguito alcuni concetti chiave dell'Asset Management, le considerazioni ed i fattori alla base di una politica di gestione degli Asset e l'evoluzione di questo approccio fino a quella che può definirsi una *manutenzione 4.0*.

2. ISO 55000

Lo Standard Internazionale ISO 55000, la definizione dei requisiti di un sistema di gestione previsti nello Standard ISO 55001 ed infine, la linea guida per il raggiungimento di questi requisiti presente nello Standard ISO 55002 hanno come input la definizione dell'Asset come qualcosa che ha valore potenziale o effettivo per un'organizzazione. Dove il valore può avere significati diversi ed essere "tangibile" o "intangibile", finanziario o non finanziario, e include considerazioni sul rischio. Ancora, il valore può essere positivo o negativo e quindi variare durante l'intero ciclo di vita dell'asset.

L'ISO 55000 definisce quindi le tipologie di asset a cui un'organizzazione dovrebbe far riferimento per traguardare i propri obiettivi e come questi asset dovrebbero essere gestiti in relazione ovviamente:

- alla natura ed allo scopo dell'organizzazione
- al suo contesto operativo
- ai vincoli finanziari ed eventuali limitazioni
- le necessità e le aspettative dell'organizzazione.

I fattori appena descritti, e presenti all'interno dello Standard, non possono che influenzare la successiva implementazione di un Sistema di Gestione dell'Asset al fine di assicurare il controllo e la *governance* dell'asset essenziali al raggiungimento degli obiettivi.

I vantaggi derivanti dal set-up e dall'applicazione di un sistema di gestione sono decisamente molti, e su tutti, come precisa lo Standard stesso, quello di realizzare un valore dall'asset stesso e di ottenere:

- un miglioramento delle performance finanziarie, attraverso il miglioramento del ritorno di un investimento parallelamente alla riduzione dei costi associati
- un processo decisionale strutturato, di supporto al miglioramento della fase di decision-making e di bilanciamento dei costi, rischi opportunità e prestazioni
- una gestione del rischio, con la riduzione delle perdite finanziarie e non finanziarie, miglioramento degli aspetti legati a Salute, Sicurezza e Ambiente
- servizi ed output ottimizzati, una corretta gestione dell'asset non può che portare ad un miglioramento del servizio in generale e quindi alla soddisfazione del cliente attraverso output mirati e customizzati
- una dimostrata responsabilità sociale, è palese nei confronti della Società l'applicazione di un modello di business sostenibile ed etico
- una "*compliance"*, con il dimostrato rispetto ed applicazione di un modello di business trasparente
- un effetto sulla reputazione, attraverso quanto citato nei punti precedenti e inevitabilmente attraverso la soddisfazione del Cliente
- una sostenibilità organizzativa, attraverso uno studio degli effetti a breve, medio e lungo termine
- un miglioramento dell'efficienza e dell'efficacia, per mezzo di un review trasversale e specifico dei diversi processi aziendali

3. Asset Management

I principi fondamentali che sono alla base per l'applicazione di un Asset Management che la ISO definisce, possono essere sintetizzati in:

- Valore. La gestione dell'asset non è, infatti, basata sull'asset stesso ma sul valore che l'asset può generare
- Allineamento. Traduzione pratica di quelli che sono gli obiettivi prefissati dell'organizzazione in decisioni tecniche e pratiche quindi programmazione ed esecuzione attività.
- Leadership. La leadership e la cultura del luogo di lavoro sono fondamentali per il raggiungimento e l'ottenimento di questo valore generabile dall'asset.

- Assicurazione. L'asset management garantisce e assicura che l'asset adempirà esattamente al loro scopo per cui è stato progettato/ideato.

Lo schema utilizzato dalla stessa ISO 55000, va a sintetizzare quanto finora descritto andando ad evidenziare i concetti chiave:

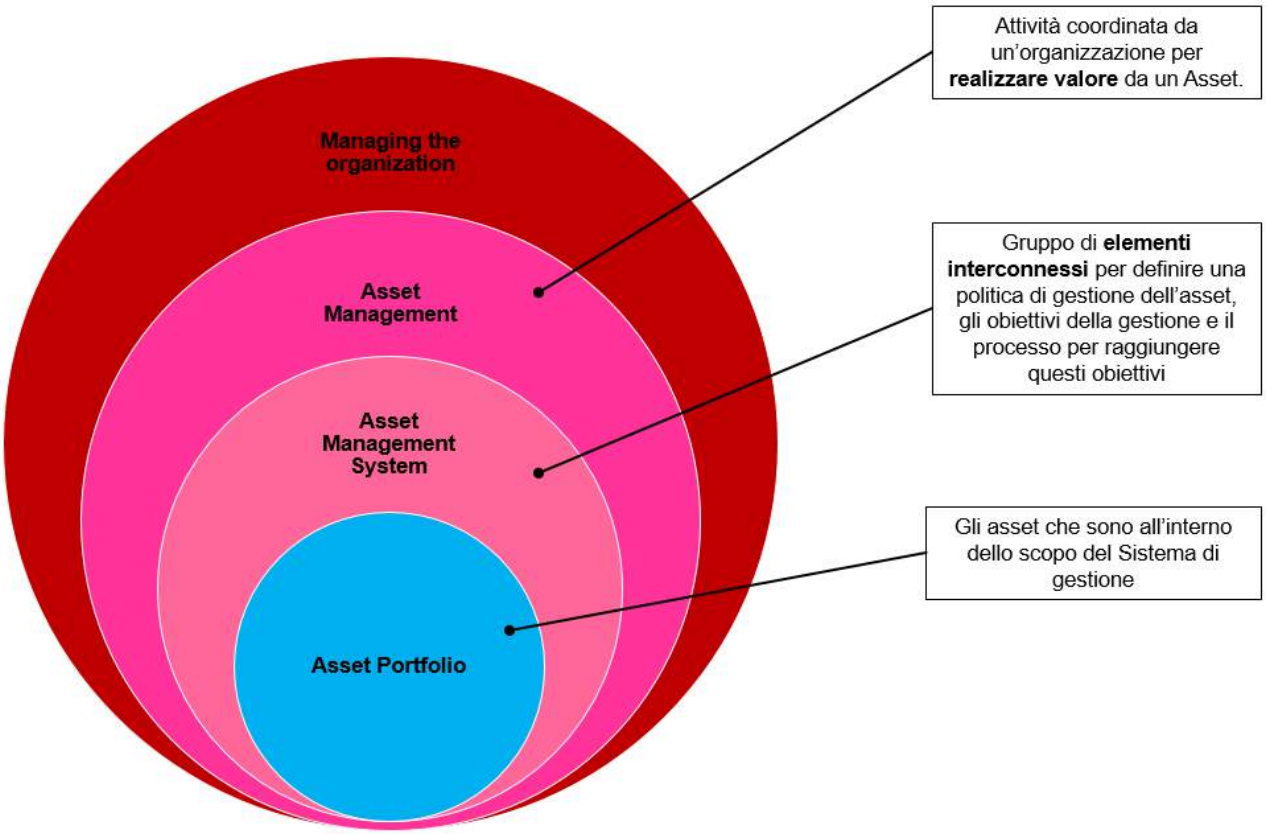


Figura 1

4. Sistema di Gestione dell'Asset nell'Oil&Gas

Uno dei settori in cui si è sentita fin da subito la necessità di creare un Sistema di gestione dell'asset è sicuramente individuabile in quello dell'Oil&Gas. L'importanza che ha rivestito, infatti, in questo settore la gestione degli asset è testimoniata da diversi fattori. Basti pensare ad un impianto, come ad esempio una piattaforma off-shore, ed intenderlo come asset per individuare fin da subito come sia strategico, importante e necessario gestirlo. Il valore di questo non può che essere generato prima di tutto da un'attenzione, un miglioramento e innalzamento degli aspetti legati alla Salute, Sicurezza e Ambiente. Un valore quindi generato prima di tutto da una mancanza di incidenti che comporterebbero una serie di fattori negativi su tutti infortuni e disastri ambientali, senza contare ovviamente l'aspetto economico e di reputazione legati all'incidente.
L'esigenza avuta in questi anni in questo contesto, è stata rafforzata ancor di più in quanto il numero di asset da gestire è decisamente enorme. Infatti, continuando ad avere come esempio e riferimento l'asset piattaforma off-shore, essendo un asset "complesso" è decisamente necessario scomporlo in più asset al fine di poterlo gestire. Il livello ed il dettaglio della "scomposizione" deve essere studiato ed analizzato in modo tale da bilanciare l'effetto inevitabilmente positivo che porterebbe un livello di dettaglio maggiore con il costo e la sostenibilità legata al dettaglio della scomposizione stessa.

Nell'ambito Oil&Gas, un esempio di spacchettamento dell'asset è dato proprio dall'elaborazione e sviluppo di una "Master Equipment List" (MEL), che oltre a definire le modalità con cui avviene la scomposizione (Breakdown Specification Philosophy) fornisce un ulteriore valore aggiunto legato alla gerarchizzazione degli stessi componenti rispetto all'asset stesso oggetto di studio (piattaforma).
La scomposizione accennata, oltre a fornire i vantaggi descritti, permette anche l'applicazione di più e diversi indicatori di prestazione (KPI) al fine di misurare il raggiungimento degli obiettivi prefissati, operativi e strategici. La scomposizione e la gerarchizzazione presenti, ad esempio, in una MEL agevola l'individuazione di appropriati KPI caratterizzati da una facile lettura, misurabilità, acquisizione e quindi attendibilità.

Inoltre, nel contesto Oil&Gas, la necessità di un sistema di gestione dell'asset è dettato anche dalla complessità e dalla numerosità delle fasi presenti in un intero ciclo di vita dell'asset. Partendo dalle varie fasi inerenti la Progettazione (Studi di fattibilità, Concept, Front End Engineering Desing – FEED, Detailed Design), della Costruzione (Pre-Commissioning e Commissioning), dell'esercizio (Operation) fino al Decomissioning incluso.
E proprio durante queste diverse fasi del ciclo di vita di un Progetto, dalla fase di Concept, allo studio di fattibilità, fino alla progettazione di dettaglio, ci sono diverse opportunità per aumentare la qualità di un Asset in termini di costruzione, disponibilità, manutenibilità, affidabilità, ispezionabilità e costo.
Per questo la manutenzione in generale assume un ruolo chiave in questo contesto ai fini della generazione del valore dall'asset e abbiamo provato a sintetizzarla nel grafico di seguito:

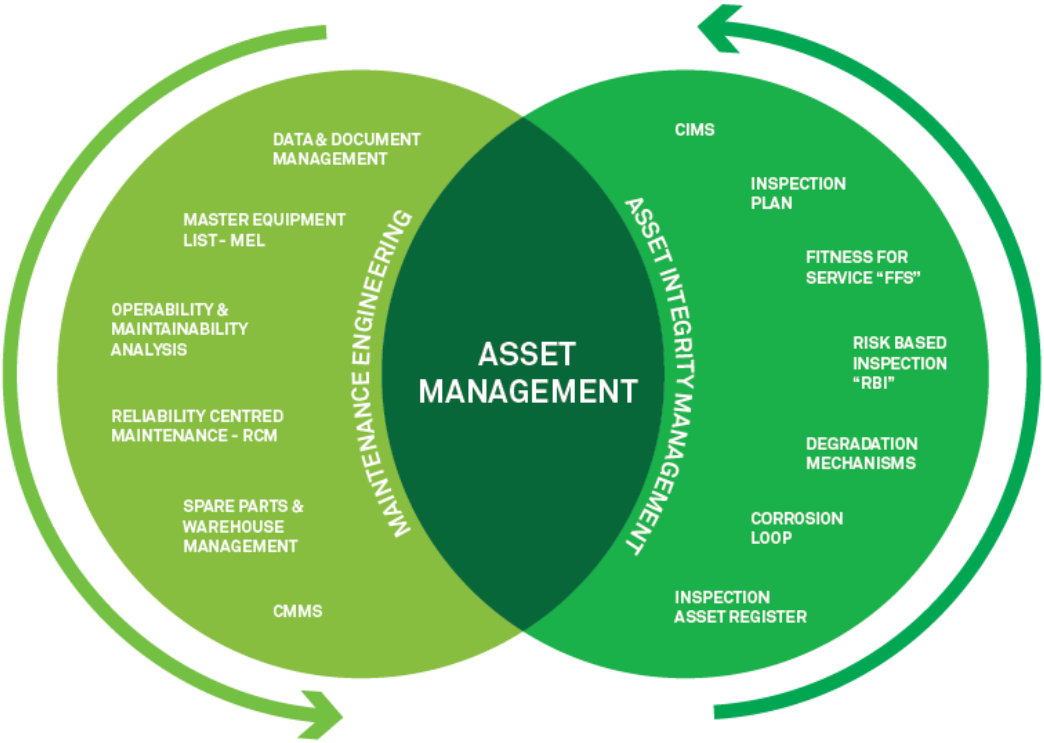


Figura 2

Tra i vantaggi:

- massimizzazione della disponibilità delle attrezzature in termini di esercizio con conseguente diminuzione del numero di incidenti e shutdown
- costi ed energie focalizzate sull'efficacia ed efficienza dei processi
- massimizzazione del profitto e della performance dell'impianto
- riduzione dei rischi e conseguente massimizzazione della sicurezza
- riduzione dei costi di manutenzione, di ispezione e dei tempi operativi
- possibilità di elaborare i dati e le informazioni dei Vendor al fine di ottimizzare i piani e cicli manutentivi ben prima dell'avvio
- ottimizzazione delle risorse coinvolte nei processi manutentivi ed ispettivi
- ottimizzazione del monitoraggio e diagnostica attraverso l'identificazione delle attrezzature e dei parametri più critici

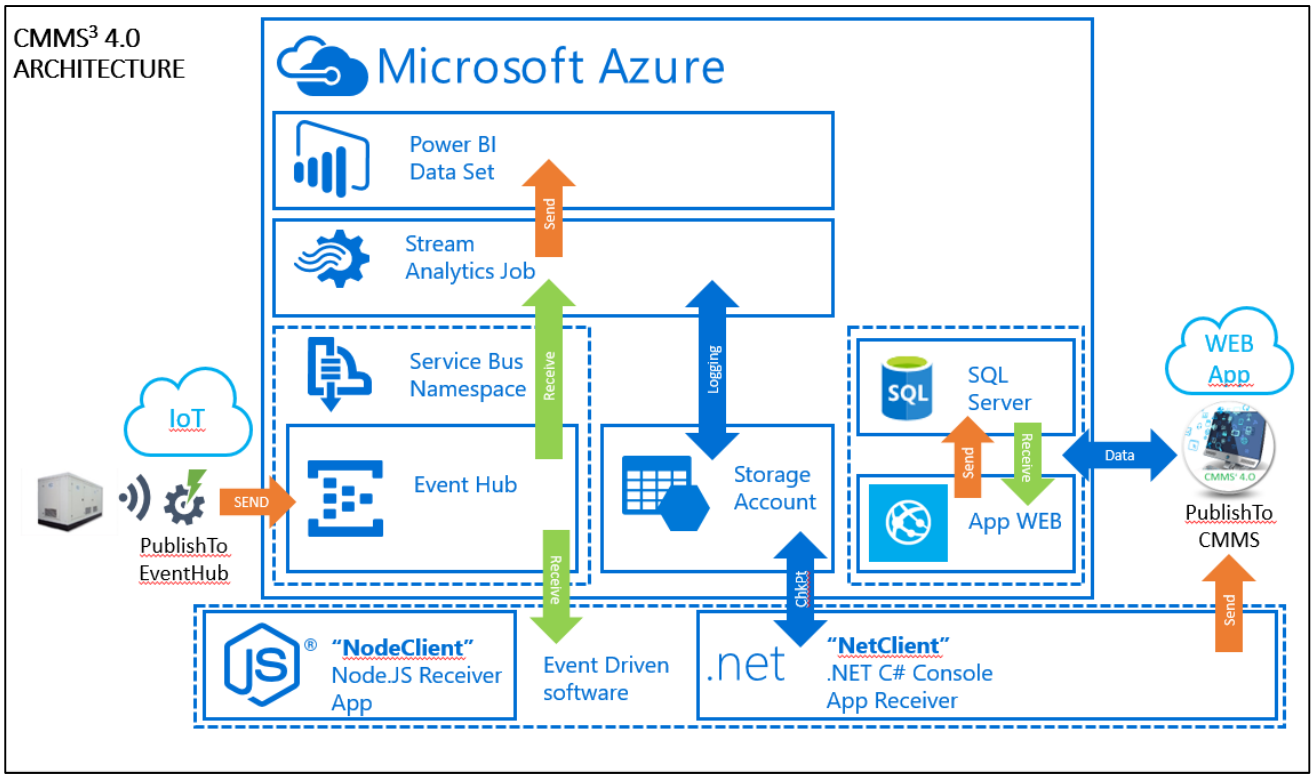
5. Computerized Maintenance Management System (CMMS)

La necessità del mondo Oil&Gas descritta precedentemente ha portato ad un continuo sviluppo di un sistema informatizzato di gestione dell'asset in generale e come si è visto della manutenzione in particolare come il CMMS. Strumento informativo "classicamente" utilizzato al fine di supportare tutti i processi legati alla gestione e manutenzione dell'asset, come numero di oggetti (Asset Portfolio, come citato nella ISO 55000), politiche di intervento, programmazione degli interventi, tipologie di interventi e numeri legati all'intervento stesso (frequenza di intervento, procedure, parti di ricambio, risorse, ecc…). Strumento di supporto alla corretta applicazione delle principali metodologie e dei maggiori standard di riferimento, come ad esempio Risk Based Inspection (RBI), Failure Mode and Effect Analysis (FMEA), Criticality Analysis, Reliability Centred Maintenance (RCM).
Basti pensare all'importanza che riveste l'essere a conoscenza della "Storia" dell'asset e come queste informazioni siano strategiche per una previsione di vita residua dell'asset sia in termini di costi che di affidabilità, sicurezza, efficacia ed efficienza, come la stessa ISO 50000 identifica.

6. Intelligence of Maintenance - IoM

Si riporta l'esperienza affrontata da Ramcube, come un esempio di quella che può essere un'evoluzione di un CMMS e direttamente di un sistema di gestione informatizzato dell'asset e della manutenzione dello stesso. L'evoluzione citata, per una *manutenzione 4.0*, è parte integrante del progetto Intelligence of Maintenance "IoM" intrapreso.
La filosofia IoM è basata sulla comunicazione tra gli oggetti e quindi gli asset da cui generare valore e il sistema informativo/informatizzato di gestione della manutenzione di supporto alla trasformazione degli stessi dati in azioni di business.
I vantaggi di una comunicazione diretta dell'asset con il sistema che lo gestisce, e per di più "real time" sono ovviamente indiscutibili ed oggi raggiungibili grazie alle nuove tecnologie informatiche a disposizione che rendono realizzabile tutto ciò e soprattutto sostenibile in termini di rapporto costo/benefici.

L'esempio è quello del "**CMMS 4.0 Architecture**" di Ramcube realizzato su piattaforma Azure, la cui architettura può essere descritta e sintetizzata con l'immagine di seguito:



Nel dettaglio, la disponibilità del CMMS^3 su piattaforma Microsoft Azure™ permette una facile implementazione sul cloud, con tutti i vantaggi legati a questa soluzione, inclusi database, file-storage e aree di staging. Permette così una sempre maggiore sicurezza ed accessibilità del dato.
Ad oggi, ulteriori sforzi si stanno facendo per la realizzazione dello stesso sistema CMMS^3 su applicativo mobile per mezzo di una semplice installazione su smartphone o tablet. La versione CMMS^3 MOBILE consente l'accesso ai dati centralizzati sul server ed i tecnici potranno quindi ricevere e inviare dati dalla loro posizione di intervento.

Tra le funzioni principali:

- Assegnazione diretta dell'ordine di lavoro
- Georeferenziazione dell'apparecchiatura da manutenere
- Consultazione della documentazione dell'apparecchiatura in loco
- Consultazione storica delle attività svolte sull'apparecchiatura
- Chiusura dell'ordine di lavoro in tempo reale, sincronizzazione dati nelle modalità on-line/off-line
- Interfaccia QRCode
- Documentazione fotografica dell'intervento effettuato

Tra i vantaggi:

- Identificazione puntuale dell'apparecchiatura da manutenere
- Riduzione dei tempi di assegnazione dell'ordine di lavoro
- Controllo delle emergenze
- Controllo immediato delle attività svolte
- Controllo dati in ingresso
- Utilizzo off-line del terminale

Come anticipato, il progetto *in progress* “Intelligence of Maintenance - IoM”, legato ad una “*Manutenzione 4.0*”, ha come obiettivo finale la comunicazione diretta e “*real time*” tra oggetto e sistema informativo al fine di ridurre al massimo i tempi di comunicazione e di relativo intervento con la conseguente ottimizzazione di aspetti come sicurezza, rischio e business.

Ad esempio, per un tipico impianto Oil&Gas, il principale obiettivo del progetto IoM che si vuole raggiungere, per la gestione delle informazioni legate all’asset in temo reale, è la realizzazione di un’interfaccia tra il sistema informatico CMMS^3 ed il Distributed Control System (DCS) dell’impianto integrata con i feedback dal campo degli addetti ai lavori, direttamente dalla loro posizione di intervento, grazie all’utilizzo della versione mobile del CMMS^3.

7. Bibliografia

[1] ISO 55000, 2014, Asset management - Overview, Geneva, CH.

[2] ISO 55001, 2014, Asset management - Management systems - Requirements, Geneva, CH.

[3] ISO 55002, 2014, Asset management - Management systems – Guideline for the application of ISO 55001, Geneva, CH.

[4] API 580, 2009, Risk Based Inspection, Washington DC, USA

[5] API 581, 2016, Risk Based Inspection, Base Resource Document, Washington USA.

[6] ISO 14224, 2006, Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment

[7] UNI 11325: Parte 8 (2013) Pianificazione delle manutenzioni su attrezzature a pressione attraverso metodologie basate sulla valutazione del rischio (RBI), Milano

[8] CMMS^3 4.0, Ramcube, Microsoft Azure

Curve di temperatura per *negligible creep* per gli acciai EN-10028-2/7

L. Ricciardi*, A. Tonti*

*Inail - DIT

1. Abstract

Scopo del lavoro è illustrare una metodologia semplificata, proposta da JRC (Joint Research Center della Commissione Europea) nell'ambito delle attività del gruppo di lavoro CEN TC 54 WG CREEP, per la determinazione delle curve di temperatura di *negligible creep* – scorrimento viscoso trascurabile (T_{NEC}) per gli acciai ferritici e ferritico - martensitici (F/M), elencati nella norma EN-10028-2 e per gli acciai austenitici, contemplati nella norma EN10028-7. Tale metodologia, in fase di validazione, è stata proposta per l'aggiornamento della norma EN13445 riguardante la progettazione, la costruzione e l'esercizio dei recipienti a pressione, non esposti a fiamma, operanti con una pressione massima ammissibile maggiore di 0,5 bar relativi.

2. Introduzione

Per la progettazione di componenti di attrezzature a pressione operanti ad alte temperature è consigliabile progettare l'elemento con materiali utilizzabili in campi di temperatura in cui non avvengano fenomeni di *creep* (regime di *No Creep* - NC) o che si trovino in regime di scorrimento viscoso trascurabile (regime di *Negligible Creep* - NEC). Nella progettazione di attrezzature per impianti nucleari è possibile trascurare lo scorrimento viscoso dei materiali, solo se si può assicurare che, durante tutto il periodo di vita del componente, si rimanga sempre nei limiti di temperatura, carico e tempo ricadenti nel regime di NEC. Per eseguire la progettazione di componenti in acciaio da esercire a elevate temperature è auspicabile, seguendo l'esempio del settore nucleare, fissare dei limiti di temperatura/carico/tempo all'interno dei quali il comportamento del materiale utilizzato rimanga nel campo di NEC. In ambito non nucleare, la norma EN13445 rappresenta lo standard europeo di riferimento per la progettazione di recipienti a pressione non esposti a fiamma. Attualmente si sta lavorando all'aggiornamento della suddetta norma con le curve di temperatura di *creep* trascurabile (T_{NEC}); tale novità consentirà di progettare componenti con diverse tipologie di acciai austenitici, ferritici e ferritico-martensitici, utilizzabili nel campo di NEC. La metodologia messa a punto per la determinazione delle curve di T_{NEC} è frutto delle attività svolte dai tecnici INAIL nel gruppo di normazione CEN/TC 54/WG CREEP. Col metodo proposto si ottengono curve di T_{NEC} in funzione del tempo di esercizio, specifiche per una carico di riferimento di cui è noto il tempo di rottura. La metodologia è basata sulle equazioni di Wilshire [1].

Il metodo è stato dapprima testato per gli acciai X10CrMoVNb9-1 (grado 91) e 10CrMo910 (grado 22). L'andamento di T_{NEC} ottenuto è stato messo a confronto con i valori presenti nella norma EN10028; i dati di T_{NEC} calcolati con l'equazione proposta sono risultati in buon accordo con questi ultimi, mostrando un andamento conservativo. Il metodo di calcolo è stato poi applicato (progetto MaCoSyMA di JRC) per ricavare l'andamento di T_{NEC} per tutti i gli acciai ferritici/ferritico-martensitici (F/M) elencati nella norma EN10028-2 [8]. e per gli acciai austenitici presenti della norma EN10028-7 [7]. Per ogni acciaio si è

ricavata ogni curva di T_{NEC} ponendosi nelle condizioni più gravose di forma e spessore del semilavorato, ottenendo, così, valori di T_{NEC} più conservativi**.**

3. Il modello proposto

Il metodo di calcolo della temperatura T_{NEC} si basa sull'equazione (1) di Wilshire [1], che serve a determinare i valori di rottura a *creep* degli acciai:

$$\frac{\sigma_{u/t/T}}{A \cdot R_p} = \exp\left[- k(t_r \cdot \exp(\frac{-Q}{R \cdot T}))^u \right] \quad (1)$$

Nell'equazione di Wilshire i parametri *Q, k* e *u* sono parametri di correlazione, *R* è la costante dei gas e A è un parametro di normalizzazione, specifico per ogni materiale, che serve da fattore correttivo della tensione di snervamento R_p (R_{p02} per gli acciai F/M e R_{p1} per gli acciai austenitici) per simulare lo sforzo di resistenza a trazione. T è la temperatura assoluta e $\sigma_{u/t/T}$ è la tensione di rottura fornita dalle tabelle allegate alle norme EN-10028 per un determinato tempo di rottura (t_r).

Il modello proposto utilizza tale equazione per ricavare la temperatura di *creep* trascurabile per un dato valore di tensione, noto il tempo per una data deformazione plastica (0,2%; 1%) con lo stesso valore di tensione. Se non è noto il tempo di deformazione, si può utilizzare un valore di tempo ottenuto riducendo opportunamente il tempo di rottura. In quest'ultimo caso, l'equazione proposta viene modificata con un fattore correttivo del tempo di rottura, denominato RTF; il tempo da utilizzare nell'equazione risulta così pari al tempo di rottura diviso per RTF (si pone t_r/RTF in sostituzione di t_r). Per X10CrMoVNb9-1 (Grado 91) si è ricavato un valore di RTF pari a 1000, necessario ad ottenere, per ogni carico applicato, un tempo di deformazione plastica permanente dello 0,2%. Poi, tale valore, si è mostrato adeguato anche per la determinazione delle curve di T_{NEC} per gli altri acciai F/M e austenitici.

Per il 10CrMo9-10 il valore di R_m non è fornito dalla norma EN 10028-2; pertanto il valore di tensione normalizzato è dato dall'approssimazione di R_m con la tensione di snervamento associata a una deformazione plastica irreversibile dello 0,2% (R_{p02} definito anche valore minimo di carico unitario di scostamento dalla proporzionalità 0,2% a temperature elevate) moltiplicata per un fattore C pari a 2,5. Nel caso dell'acciaio X2CrNiMo17-12-2 si è utilizzato un fattore C pari a 3,8 [2].

Per gli acciai F/M legati e non, come valore di riferimento per lo sforzo si è assunto R_{p02} diviso per un coefficiente di sicurezza di 1,5 (EN13445-3; 6.2.1 [9]).

Per gli acciai austenitici si è fissato un valore di riferimento, desunto dal codice di progettazione nucleare francese RCC-MRx, pari a 0,9 • R_{p02} [3] per valori di deformazione dello 0,01% e, un valore di riferimento pari a 1,25 • R_{p02}, ricavato dal codice britannico R5, per una percentuale di rilassamento degli sforzi del 20% [6].
Tuttavia, poiché la tensione fornita dalla norma EN10028-7 [7], alle diverse temperature, è R_{p1}, si è assunto di dividerla per un fattore 1,2 (EN 13445-3; 6.5.1 [9]).
Per la determinazione delle curve di T_{NEC} si è anche distinto il calcolo per il materiale base e per quello saldato.

Per il materiale base, le equazioni proposte sono:

$$T_{NEC} = \frac{C_1}{\ln\left(t_{NEC} \cdot RTF \cdot \left[C_2 \ln(C_3)\right]^{C_4}\right)} \quad (2)$$

$$t_{NEC} = \frac{t_r}{RTF} \quad (3)$$

$$R_p = D_1 + D_2 \cdot T_c + D_3 \cdot T_c^{\,2} + D_4 \cdot T_c^{\,3} \quad (4)$$

Mentre, per il materiale saldato, l'equazione da utilizzare è la 5, in cui si inserisce il fattore di correzione *Weld Creep Strength Factor* WSF pari a 1/(z • z_c), come definito nella EN13445-3; 19.6 [9]:

$$T_{NEC-W} = \frac{C_1}{\ln\left(t_{NEC} \cdot RFT \cdot \left[C_2 \ln\left(\frac{C_3}{z \cdot z_c}\right)\right]^{C_4}\right)} \quad (5)$$

Il fattore WSF è diverso da 1 se i valori di R_m/T/t_r sono diversi da quelle del materiale base.

La curva T_{NEC} è dunque ottenuta, per le sollecitazioni di riferimento sopra menzionate, attraverso l'utilizzo di 4 parametri: C_1, C_2, C_3, C_4 specifici per ogni acciaio e funzioni del tempo massimo di *creep* trascurabile t_{NEC} (equazioni 2 e 3). I parametri C_1-C_4 sono versioni semplificate dei parametri di presenti nell'equazione di Wilshire. Nell'equazione 1 si pone C_1=*Q/R,* C_2=*-1/k,* C_3=*1 A/F* (tensione di riferimento normalizzata pari a *F* = 1/1,5 per acciai F/M e *F*=1/1.2 per gli acciai austenitici) e C_4= -1/u.
Per ciascun acciaio l'energia di attivazione *Q* è ottimizzata per evitare incongruenze tra dati isotermi e dati isocroni. Per la maggior parte acciai un valore tipico di *Q* è 300 kJ/mol. Per alcuni acciai *Q* deve essere modificato per tenere conto delle differenze tra isoterme.
Il valore di R_P ad una certa temperatura da inserire nell'equazione 4 è ottenuto con una polinomiale di correlazione dei valori di R_{P02} e R_{P1} presenti nelle norme (equazione 4 dove D_1-D_4 sono i parametri di correlazione).

Le curve T_{NEC} in funzione del tempo, ottenute col modello proposto, sono del tipo illustrato in figura 1 [2], dove sono anche evidenziati i quattro diversi campi di temperatura per esercizio a NC, NEC, *creep* e rottura. Al di sotto di una certa temperatura di NC (T_{NC}) la progettazione del componente, per un dato carico, è indipendente dal tempo, poiché, al di sotto di quella temperatura non si manifestano fenomeni di scorrimento viscoso, anche per un tempo ipoteticamente infinito (in realtà i valori sperimentali di T_{NC} si ottengono sperimentalmente con valori di t_{NEC} pari a 500.000 h). Nell'area sottesa dalla curva di NEC si hanno condizioni di scorrimento trascurabile: in questa zona del grafico, fissando un certo t_{NEC} di esercizio, è possibile ricavare la temperatura massima T_{NEC} a cui esercire il componente "*senza creep"* per tutto il tempo fissato t_{NEC}. Tra le curve verde (NEC) e rossa (rottura) ci si trova nell'area di progettazione a scorrimento viscoso.

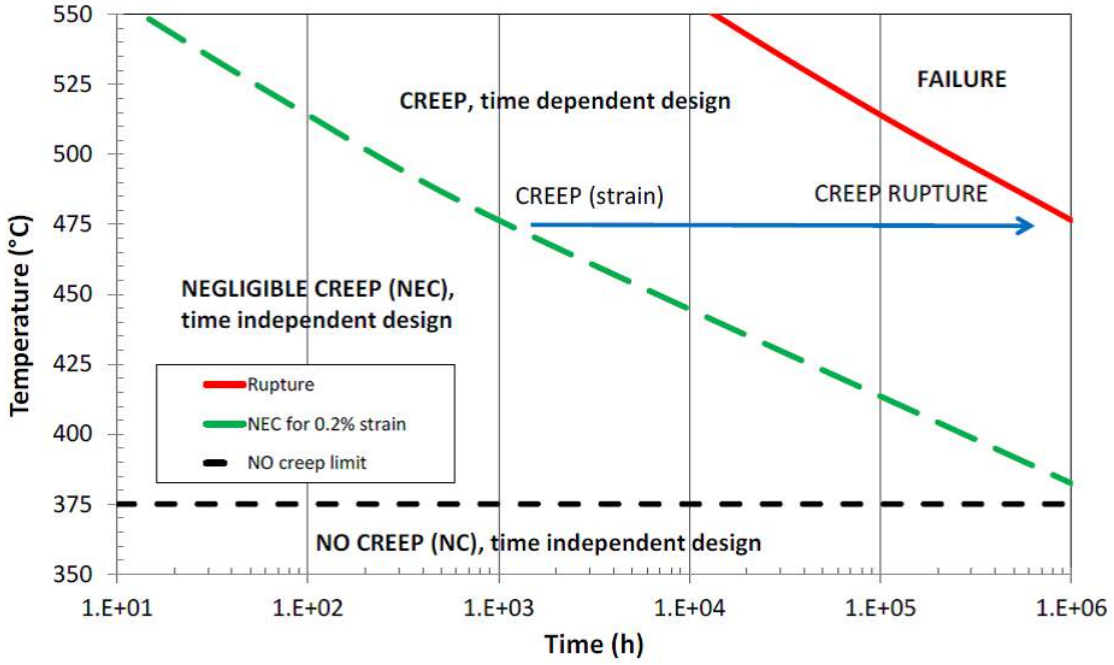


Figura 1. Esempio di rappresentazione della curva T_{NEC} [2]

La figura 1 si riferisce al caso di un acciaio ferritico-martensitico per il quale la temperatura T_{NC} è pari a 375°C. Tale valore di temperatura è riportato nelle norme RCC-MRx (regole di progettazione e costruzione per i componenti meccanici degli impianti nucleari) in cui la temperatura minima di NC è fissata pari a 375°C per gli acciai F/M e compresa tra 425°C e 450 °C per gli acciai austenitici [3].

La curva di NEC è delimitata superiormente da un valore di T (denominato T_H) corrispondente alla temperatura più elevata a cui le proprietà di resistenza del materiale sono note. Per la determinazione della curva di NEC si è anche fissato che l'intervallo di estrapolazione ammissibile per T_{NEC} si potesse estendere non oltre T_H + 50K. Infatti, per alcuni materiali il carico di snervamento deve essere estrapolato per temperature non presenti nelle tabelle.

La curva rossa dei valori di rottura è ricavabile con i valori riportati dalle norme EN10028-2 e EN10028-7.

In queste ultime sono rintracciabili anche i dati, per gli acciai F/M e per gli acciai austenitici, rispettivamente, utilizzati per applicare il modello e ricavare la curva di T_{NEC}. In particolare si tratta delle temperature di *creep* e dei relativi campi di carico per scorrimento plastico dell'1% R_{p1} e per rottura a dati intervalli di tempo di esercizio.

Partendo dall'equazione di Wilshire è possibile ottenere le curve dei dati di resistenza allo scorrimento, ponendo in ordinata lo sforzo normalizzato e in ascissa $ln(t_r\ exp\ (-Q/RT))$ (figura 2 [2]). La figura si riferisce all'acciaio 10CrMo910 (EN10028-2); nei calcoli si è assunto Q=300 kJ/mol e normalizzazione con 2,5 R_{p02}. Lo stress di riferimento è la linea orizzontale a 0,27. La curva in rosso è quella ottenuta col fattore RTF di correzione.

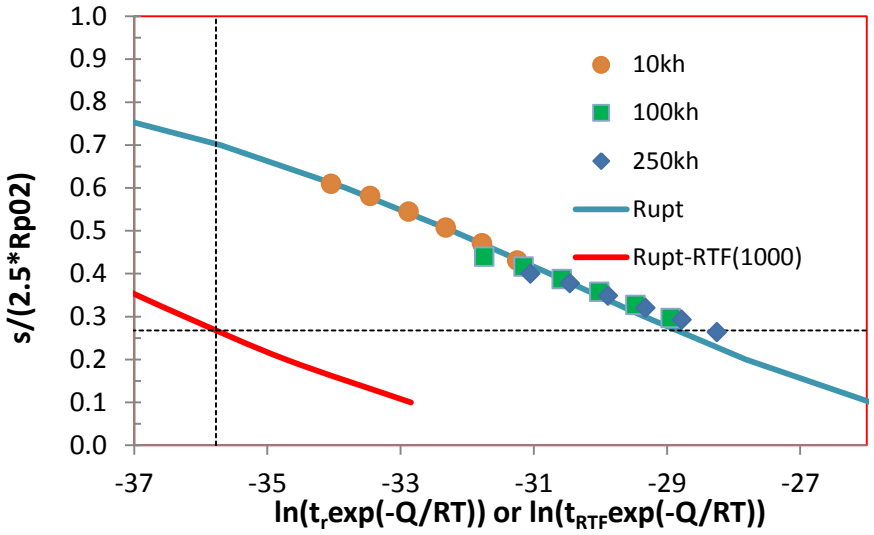


Figura 2. Metodo di Wilshire per acciaio 10CrMo910

Per ricavare, invece, la curva T_{NEC} dalla equazione (2) si è utilizzato lo stress di riferimento normalizzato $C_3 = 1/A/F$ e fattore di rottura *RTF* pari a 1000.

Per testare il conservatorismo delle curve TNEC ottenute, si è pensato di utilizzare il modello WE anche con i valori di scorrimento plastico dell'1%. Nel modello è stata utilizzata la stessa energia di attivazione per il modello a rottura. Il fattore temporale di deformazione (STF) è calcolato come differenza di tempo tra la curva T_{NEC} e la curva di deformazione per *creep* dell'1%, si ha t_{NEC} (σ,T) = $t_{1\%}$ (σ,T)/STF, come mostra la figura 3 per l'acciaio 10CrMo910 [2].

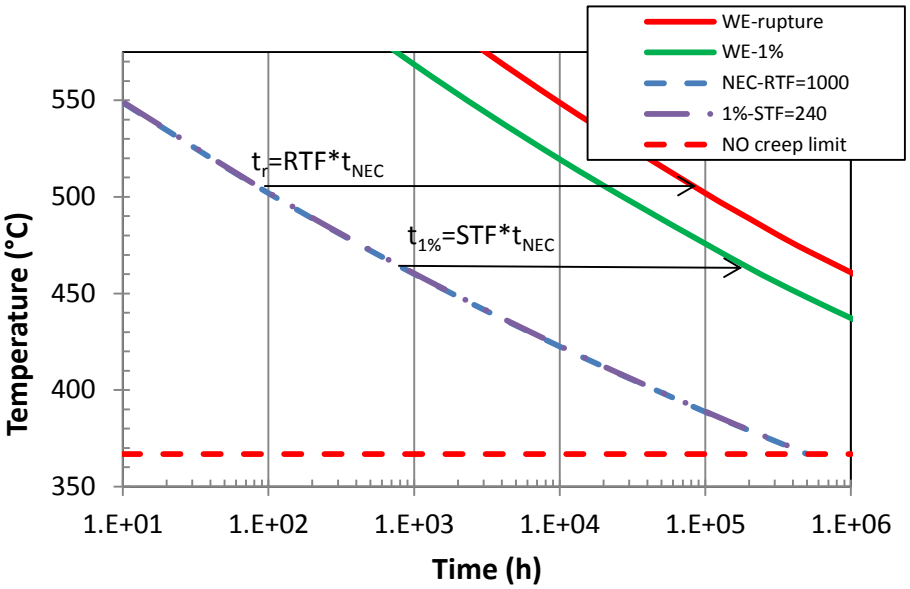


Figura 3. Metodo di Wilshire per scorrimento plastico 1%, acciaio 10CrMo910

4. Risultati

Le equazioni proposte sono state utilizzate per determinare i valori TNEC per tutti gli acciai delle norme EN10028-2 e EN10028-7. Per gli acciai F/M 10CrMo9-10 (P22) e austenitico X2CrNiMo17-12-2 (316L) si è fissato un tempo pari a 1/1000 del tempo di rottura per la tensione applicata scelta. La tensione applicata è stata fissata a 2/3 di Rp_{02} per l'acciaio F/M e pari a 1,35 Rp_{02} per l'acciaio austenitico. I dati ottenuti dalle curve di temperatura di *creep* trascurabile sono stati messi a confronto con i dati disponibili nelle norme e con i dati provenienti dalle attività di ricerca del gruppo di lavoro I di ECCC. Nel caso dell'acciaio X2CrNiMo17-12-2, la curva ottenuta è stata pure confrontata con la curva già presente nella norma di progettazione nucleare RCC-MRx. [3]. Poi sono state calcolate le T_{NEC}, per diversi valori di tensione di riferimento, ponendo t_{NEC} pari a 10 h, 100 h, 1.000 h, 10.000 h, 100.000 h e 200.000 h. Di seguito si riportano i valori ottenuti per gli acciai delle norme EN10028-2 (tabella 1) e EN10028-7 (tabella 2).

Tipo di acciaio		10 h	100 h	10^3 h	10^4 h	10^5 h	$2 \cdot 10^5$ h	T_{NC}
P235GH	T_{NEC}	450	430	395	363	334	326	316
	σ_{ref}	87	87	90	93	97	98	100
P265GH	T_{NEC}	450	424	390	358	330	322	312
	σ_{ref}	97	99	102	106	110	112	114
P295GH	T_{NEC}	450	434	404	376	350	343	333
	σ_{ref}	109	109	112	115	119	120	122
P355GH	T_{NEC}	450	423	393	366	341	334	325
	σ_{ref}	132	133	136	140	145	147	149
16Mo3	T_{NEC}	533	493	458	425	395	385	375
	σ_{ref}	94	95	98	102	108	109	112
18MnMo4-5	T_{NEC}	500	492	456	424	394	385	375
	σ_{ref}	119	123	139	152	163	165	169
20MnMoNi4-5	T_{NEC}	447	415	386	359	335	328	319
	σ_{ref}	242	253	261	267	272	274	275
15NiCuMoNb5-6-4	T_{NEC}	486	451	419	390	375	375	346
	σ_{ref}	210	222	230	237	241	241	245
13CrMo4-5	T_{NEC}	541	501	464	431	401	392	381
	σ_{ref}	108	111	114	119	124	126	127
13CrMoSi5-5	T_{NEC}	500	500	466	428	394	384	372
	σ_{ref}	133	133	137	141	145	146	148
10CrMo9-10	T_{NEC}	548	502	460	422	388	379	367
	σ_{ref}	106	122	132	140	145	147	148
12CrMo9-10	T_{NEC}	500	468	434	404	376	368	358
	σ_{ref}	178	184	188	191	193	194	194
X12CrMo5	T_{NEC}	465	427	393	362	333	325	315
	σ_{ref}	163	176	184	189	192	192	193

13CrMoV9-10	T_{NEC}	500	483	448	416	387	379	369
	σ_{ref}	226	229	234	237	240	240	241
12CrMoV12-10	T_{NEC}	473	440	409	380	354	347	337
	σ_{ref}	231	235	238	240	242	242	242
X10CrMoVNb9-1	T_{NEC}	550	511	474	440	417	409	389
	σ_{ref}	196	212	225	234	239	240	244

Tabella 1. T_{NEC} per acciai EN10028-2

Tipo di acciaio		10 h	100 h	10^3 h	10^4 h	10^5 h	$2 \cdot 10^5$ h	T_{NC}
X3CrNioBN17-13-3	T_{NEC}	650	610	563	521	482	472	458
	σ_{ref}	123	125	128	130	132	132	133
X6CrNiTiB18-10	T_{NEC}	643	587	537	493	454	452	428
	σ_{ref}	112	119	124	128	131	131	133
X6CrNi18-10	T_{NEC}	650	621	550	490	438	424	406
	σ_{ref}	83	87	95	99	103	104	105
X6CrNi23-13	T_{NEC}	613	543	484	433	388	376	360
	σ_{ref}	94	98	101	104	107	108	109
X6CrNi25-20	T_{NEC}	650	607	560	518	480	470	456
	σ_{ref}	91	95	97	100	102	102	103
X5NiCrAlTi31-20	T_{NEC}	650	617	564	518	476	464	449
	σ_{ref}	78	79	80	81	83	84	85
X5NiCrAlTi31-20 (+RA)	T_{NEC}	602	561	525	492	461	452	441
	σ_{ref}	112	116	119	122	124	125	126
X8NiCrAlTi32-21	T_{NEC}	650	629	580	536	496	485	471
	σ_{ref}	78	78	79	81	82	83	83
X8CrNiNb16-13	T_{NEC}	636	589	547	509	474	464	471
	σ_{ref}	118	119	121	123	125	126	126

Tabella 2. T_{NEC} per acciai EN10028-7

5. Conclusioni

La metodologia semplificata proposta, basata sulle equazioni di Wilshire, per la determinazione delle curve di temperatura di *negligible creep* (TNEC) per gli acciai ferritici e ferritico - martensitici (F/M), elencati nella norma EN-10028-2, e per gli acciai austenitici, contemplati nella norma EN 10028-7, si è dimostrata valida e ha fornito valori allineati a quelli presenti nelle norme stesse. Il metodo fornisce curve di TNEC con campi di NEC conservativi per tutti i gruppi di acciai considerati; pertanto se ne suggerisce l'uso per la determinazione di curve di TNEC da allegare alla norma EN13445-3. Infatti, la metodologia proposta, seppure in attesa di formale accettazione da parte del gruppo CEN/TC54 CREEP, è stata già contemplata nel progetto di revisione della norma EN13445-3. Nella suddetta norma si intende includere sia una capitolo che tratti

specificatamente di *negligible creep*, con riportati: la metodologia di calcolo, le equazioni per il calcolo di T_{NEC}, le tabelle con i parametri C_1, C_2, C_3 e C_4 e il valore di RTF per ogni acciaio, sia un allegato con le curve di T_{NEC} per gli acciai EN10028-2 e EN10028-7. La norma EN13445-3 consentirà, così, di discriminare i componenti progettati per operare in regime di *creep,* NEC o NC. In quest'ultimo caso non sarà necessaria nessuna valutazione di *creep* del componente esercito se risulterà verificata la condizione per cui la temperatura massima raggiunta durante tutto il periodo di funzionamento rimane sempre inferiore alla temperatura di "*no creep*" T_{NC} o se saranno superati dei test riportati nella norma stessa.

6. Bibilografia

[1] Wilshire B, Scharming PJ, Hurst R. A new approach to creep data assessment, Material Science and Engineering. 2009

[2] Holmström S. Negligible creep temperature curve verification for steels 10CrMoV9-10 and X2CrMoNiMo17-12-2, Report EUR 27780. 2016

[3] RCC-MRx: Design and construction rules for mechanical components of Nuclear installations, AFCEN. 2012

[4] Holmström S. Negligible creep temperature curves for EN-13445, Report EUR 27926. 2016

[5] Holmström S. A study of negligible creep criteria based on EN-10028 standard creep strength and yield properties, Report EUR 27783. 2016

[6] R5 Assessment Procedure for the High Temperature Response of Structures, British Energy, Gloucester, UK. 2001

[7] EN 10028-7, Flat products made of steels for pressure purposes, Part 7, Stainless steels. 2007

[8] EN 10028 -2, Flat products made of steels for pressure purposes, Part 2, Non-alloy and alloy steels with specified elevated temperature properties. 2009

[9] EN 13445-3, Unfired pressure vessels, Part 3 - Design: 2009.

Piattaforma software per il monitoraggio continuo di componenti sottoposti a fatica oligociclica di un generatore di vapore a recupero all'interno di una centrale turbogas

D. Sallustio*, E. Mazzi**

*Inail - UOT di Bari
**Nooter/Eriksen s.r.l.

Sommario

Il danneggiamento a fatica di un componente è un fenomeno fisico/meccanico connesso al fatto che l'applicazione di un carico variabile nel tempo di valore $\sigma(t)$, il cui valore massimo è inferiore al carico di rottura del materiale di cui la parte è composta, provoca la rottura del componente stesso dopo un numero di cicli N.
L'utilizzo di un monitoraggio continuo mediante utilizzo di piattaforma software denominata BSES (Boiler Stress Evaluator System) consente di determinare il consumo di vita della caldaia ed in particolare di alcuni componenti critici (es. corpo cilindrico AP, banchi di surriscaldamento e risurriscaldamento) e di stimarne la vita residua derivante dal normale esercizio e dalle fasi di accensione e spegnimento.
Attraverso acquisizioni in continuo di variabili misurate sui componenti critici, la piattaforma software esegue il calcolo del consumo di vita effettivo confrontandolo con quello teorico definito dal costruttore del componente.
Tale metodologia software, progettata, principalmente, con riferimento alle Norme EN 12952 e EN10216-2 [1] [2] [3], consente l'elaborazione del tempo di vita cumulato effettivamente utilizzato considerando le reali condizioni di funzionamento del componente, rispetto al valore nominale cumulato e calcolato in base ai valori di progettazione.
Questo lavoro si propone di presentare un esempio reale di monitoraggio, utilizzando la anzidetta piattaforma software BSES, su una caldaia "Nooter/Eriksen" installata presso una centrale turbogas a ciclo combinato e di alcuni componenti critici, con particolare riferimento al funzionamento "Cycling load" ove si manifestano frequenti variazioni di assetto conseguenti ad avviamenti e spegnimenti legati alle differenti domande del mercato dell'energia nel tempo.

1. Introduzione

Il mercato attuale dei cicli combinati prospetta due differenti tipologie di funzionamento:

- "Base load" o "Carico di base", in cui i treni costituiti dalla turbina a gas, dalla caldaia a recupero e dalla turbina a vapore operano ad un carico sostanzialmente stabile e costante, senza variazioni repentine e normalmente riferito al pieno carico alla temperatura ambiente data;
- "Cycling load" o "Carico variabile e ciclico" con frequenti variazioni di assetto, avviamenti e spegnimenti allo scopo di rispondere in maniera rapida alle differenti domande del mercato dell'energia in funzione del tempo.

In questa presentazione ci occuperemo di quest'ultima modalità operativa, che è essenzialmente interessata da due principali parametri:

a) il numero di avviamenti da freddo, tiepido e caldo;
b) i gradienti attesi di avviamento e spegnimento, in termini di variazione della temperatura di saturazione dell'acqua nei corpi cilindrici.

Questa modalità ciclica di funzionamento implica il fenomeno della fatica sui materiali delle parti in pressione e tale fenomeno è tanto più esaltato quanto più i due parametri di cui sopra devono essere spinti a valori elevati.
Da un lato, dunque, si evidenzia un mercato dell'energia che spinge verso la massima flessibilità degli impianti e verso la massimizzazione del numero di avviamenti e della rapidità della presa di carico, dall'altro un consumo oculato della vita a fatica dei componenti spinge nel senso opposto verso una gestione sapiente di tali procedure che talvolta implica un loro rallentamento.
Oltre ai fenomeni di fatica, non meno rilevante si presenta in avviamento il fenomeno dello shock termico sui materiali quando il vapore ancora freddo entra nei banchi di scambio di surriscaldatori e risurriscaldatori i cui metalli sono già stati preriscaldati dalla temperatura dei fumi.

2. La rottura per fatica in un generatore di vapore a recupero

La fatica è un fenomeno meccanico per il quale una variazione più o meno repentina del carico termico e della pressione induce uno sforzo alternato di compressione e trazione su un materiale metallico (tipicamente le parti in pressione di una caldaia) che induce una concentrazione di tensione. Tale fenomeno è amplificato in presenza di alta pressione e/o di singolarità geometriche (es. connessione tubo-collettore).
La rottura per fatica si presenta suddivisa in due parti, l'una *liscia*, di forma semicircolare, quasi sempre dotata di striature concentriche, corrispondente all'avanzamento stabile della cricca, e l'altra *irregolare* come una rottura fragile e di schianto (avanzamento instabile). [4]
In un generatore di vapore a recupero (GVR) vi sono componenti che, sottoposti durante il funzionamento ad elevati valori di temperatura e pressione, sono interessati da tale fenomeno. In particolare:

- Corpo cilindrico di alta pressione, a causa dell'elevato spessore;
- Collettori di uscita del banco surriscaldatore di alta pressione, a causa delle alte temperature e pressione di progetto, che conducono ad un elevato spessore;
- Collettori di uscita del banco risurriscaldatore, a causa delle alte temperature di progetto, che conducono ad un elevato spessore.

L'operatività dell'impianto deve essere, dunque, mediata da due opposte esigenze, potenzialmente in conflitto:

- minimizzare la fatica per preservare l'integrità meccanica del componente lungo tutta la vita attesa;
- minimizzare i tempi di avviamento per ottimizzare il ritorno economico.

3. La classificazione dei vari tipi di avviamento

Premessa necessaria è ora quella di intendersi sulle definizioni di avviamento da freddo, tiepido e caldo che vengono spesso ipotizzate dai gestori dell'impianto in maniera impropria. Un esempio di classificazione impropria della tipologia di avviamento è quella che considera come parametro critico e definitorio la durata dello spegnimento: tale definizione è impropria perché la conoscenza del solo tempo di fermata nulla esplica a riguardo della reale condizione termica del GVR al riavviamento successivo che dipende da una serie di condizioni al contorno spesso non conosciute e pienamente controllate (ad es. la presenza di serrande, la chiusura della valvole di intercettazione lato vapore, i flussaggi della turbina a gas, ecc...).
Al fine dello sviluppo della piattaforma software, con riferimento ad una caldaia a recupero della Nooter/Eriksen a servizio di una centrale turbogas a ciclo combinato, si è ritenuto di

classificare, pertanto, in maniera più adeguata, la tipologia di avviamento non basandosi sul tempo di fermata ma sulla *pressione residua* del vapore nel corpo cilindrico [5].
Questo parametro è realmente significativo e rappresentativo delle sollecitazioni nelle parti in pressione (che sono legate alle condizioni operative in termini di pressione e temperatura), a differenza del tempo di fermata che non è direttamente collegabile alle condizioni reali del GVR.
Per questa ragione si considerano le seguenti definizioni:

- *avviamento da caldo*, quando la pressione residua nel corpo di alta pressione è tale per cui la corrispondente temperatura di saturazione si mantiene entro 55°C rispetto alla temperatura operativa a pieno carico;
- *avviamento da tiepido*, quando la pressione residua nel corpo di alta pressione è tale per cui la corrispondente temperatura di saturazione si mantiene fra 55°C (inferiore rispetto alla temperatura operativa a pieno carico) e 120°C (corrispondenti ad una lieve pressurizzazione);
- *avviamento da freddo*, quando la temperatura dell'acqua nel corpo di alta pressione è più bassa di 100°C (non in pressione).

Date queste definizioni, N/E normalmente accetta il seguente numero di avviamenti:

- N. avviamenti da freddo 100 /anno
- N. avviamenti da tiepido 200 / anno
- N. avviamenti da caldo Illimitato

se normalmente accoppiati ai seguenti provvedimenti di progetto.

3.1 Connessioni tubo-collettore

La tipica singolarità geometrica che impone una valutazione della sollecitazione in regime ciclico è la connessione tubo-collettore, specialmente nei banchi operanti a elevate temperature e pressioni, ove la differenza di spessore fra tubo e collettore è molto elevata con una conseguente concentrazione di sollecitazioni. Durante l'avviamento (operazione frequente in assetto ciclico) i banchi surriscaldatori e risurriscaldatori sono completamente drenati e i tubi raggiungono la temperatura dei fumi prima che il vapore venga prodotto. Quando il vapore inizia ad essere prodotto, esso è più freddo del metallo dei tubi e può indurre shock termico.
L'utilizzo di connessioni forgiate (Fig. 1), di spessore progressivo fra quello piccolo del tubo e quello maggiore del collettore contribuisce ad alleviare questa problematica. Durante l'inizio dell'avviamento, i tubi (basso spessore) raggiungono la temperatura dei fumi più rapidamente dei collettori (alto spessore): di conseguenza, lo sforzo termico si accumula nella connessione a causa della più rapida espansione dei tubi rispetto ai collettori. Durante lo spegnimento, invece, la differente inerzia termica induce uno sforzo alternato poiché i tubi si raffreddano più rapidamente dei collettori.
L'elemento di connessione forgiato, possedendo un'inerzia termica intermedia fra i tubi e i collettori, contribuisce a minimizzare la concentrazione delle sollecitazioni nella saldatura durante avviamento, spegnimento e variazioni di carico, aumentando, dunque, la vita del componente sottoposto a fatica.

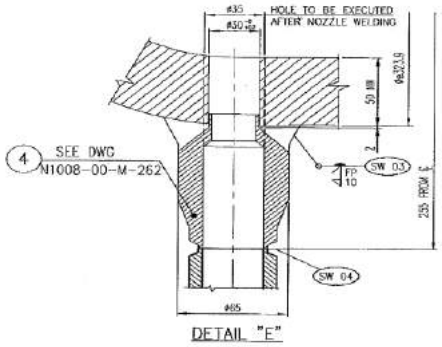


Figura 1. Tipica connessione forgiata

3.2 Espansione termica adeguata dei banchi surriscaldatori e risurriscaldatori

I tubi dei banchi surriscaldatori e risurriscaldatori sono soggetti alle più alte temperature dei fumi e del vapore e quindi a considerevole espansione termica durante l'esercizio. Essi sono supportati dall'alto per favorirne l'espansione libera verso il basso. Il lay-out dei banchi deve essere studiato accuratamente per consentire la libera espansione con la giusta considerazione delle differenti temperature di metallo. A tal proposito, le connessioni tubo-collettore sono progettate tangenti ("hillside") [6] e non radiali al fine di evitare accumulo di sollecitazione termica nelle curve.
Nello studio della flessibilità dei banchi, occorre considerare accuratamente la differente espansione termica fra tubi adiacenti, sia nella stessa fila, sia in file differenti:

- Le differenze di temperatura di metallo fra tubi nella stessa fila è molto pericolosa; infatti, poiché i tubi sono rigidamente connessi allo stesso collettore superiore e inferiore anche una piccola differenza di temperatura (e quindi nella conseguente espansione termica) può portare a un fenomeno di piegatura (Fig. 2).



Figura 2. Deformazione in tubi di banco surriscaldatore

Per prevenire questo, occorre in primo luogo assicurare un corretto drenaggio dei tubi e dei collettori prima dell'avviamento, ma anche una perdita di carico sufficientemente elevata per favorire una distribuzione omogenea del vapore nei tubi e quindi l'adeguato raffreddamento degli stessi.

- Le differenze di temperatura di metallo fra tubi in diverse file sono parimenti critiche. Infatti, si parla di banchi di scambio nei quali l'innalzamento della temperature del vapore è nel range 200-300°C a cavallo di poche file ed ogni fila è quindi sottoposta a una significativa variazione di temperatura di vapore e di metallo sia in fase di avviamento, sia nel funzionamento a regime. Al fine di favorire la flessibilità, è previsto che uno dei due collettori superiori che supportano i banchi non sia più fissato alla struttura tramite un supporto rigido, ma attraverso una connessione a molla per accomodare l'espansione differente delle singole file di tubi e quindi minimizzare la concentrazione delle sollecitazioni nel banco (Fig. 3).

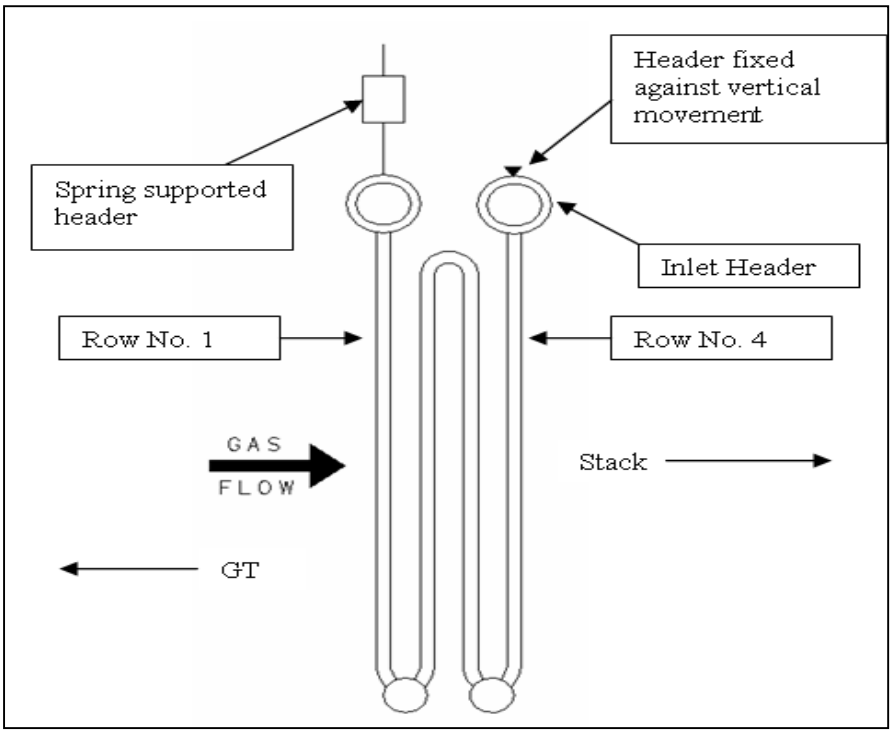


Figura 3. Supporti a molla per banchi caldi

3.3 Sistemi di drenaggio

Dopo lo spegnimento, una certa quantità di vapore condensa all'interno dei banchi surriscaldatori e risurriscaldatori. Se tale condensa non viene adeguatamente rimossa prima del successivo avviamento, i gas caldi possono indurre differente espansione termica e quindi accumulo di sollecitazioni meccaniche fra i tubi di una stessa fila. La condensa, infatti, non è uniformemente distribuita all'interno del banco (a causa della bassa velocità del vapore prodotto all'avviamento e del grande sbilancio), ma si concentra in alcuni tubi che dunque non sono flussati (e quindi raffreddati) dal vapore ma restano pieni di condensa statica (e quindi si portano alla temperatura dei fumi, molto più alta di quella del vapore). Il fenomeno risultante è quello della piegatura riportato nell'immagine del paragrafo precedente.
Per questo motivo occorre provvedere ad un appropriato sistema di drenaggio (Fig. 4) per rimuovere in modo efficace tutta la condensa prima di procedere all'avviamento.



Figura 4. Sistema di drenaggio banchi surriscaldatori

I drenaggi devono dunque essere equipaggiati con valvole motorizzate on/off ed attivate o da sensori di temperatura o da sensori di condensa.
Due sono le condizioni per un'efficace rimozione della condensa:

- Una dimensione sufficiente della linea di drenaggio e delle valvole; ideali sono le valvole a sfera, a passaggio pieno (Fig. 5);
- Adeguato percorso delle linee di drenaggio per evitare sacche di accumulo di condensa (Fig. 6).

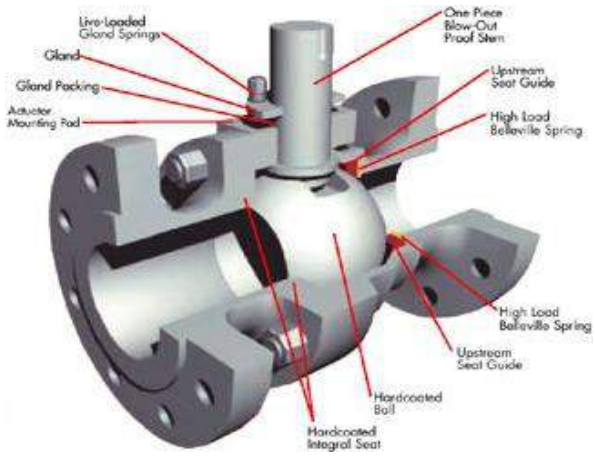


Figura 5. Valvola di drenaggio a sfera

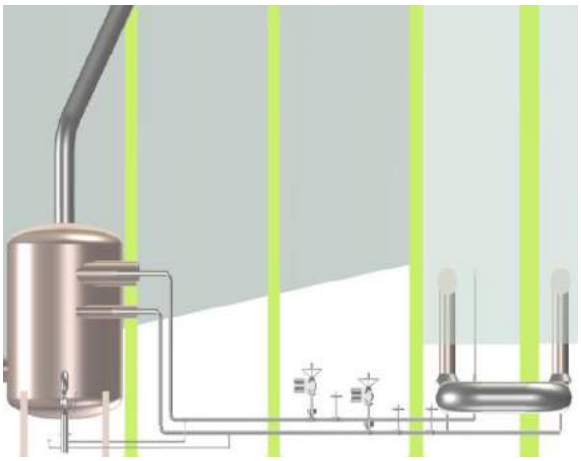


Figura 6. Drenaggio non ideale

Occorre inoltre porre attenzione all'acqua immessa nelle linee tramite attemperamento, che, se non ben miscelata con il vapore o in caso di perdite dalla valvola di iniezione, può portare a fenomeni di erosione e a colpi d'ariete.
Il sistema di controllo dell'attemperatore deve, dunque, provvedere ad evitare ciò tramite alcune scelte di progetto:

- la portata di vapore deve essere sufficiente alla vaporizzazione dell'acqua immessa (rapporto H_2O/vapore <0,25);
- il surriscaldamento della miscela vapore/H_2O a valle deve essere sufficiente per eliminare particelle di acqua (> 22 °C);
- la distanza fra l'attemperatore e la prima curva della tubazione vapore deve essere adeguata per assicurare che la piena vaporizzazione sia avvenuta prima che le gocce d'acqua incontrino la curva.

3.4 Controllo della temperatura del vapore senza iniezione di acqua

Allo scopo di ottimizzare l'efficienza termica del GVR, l'attemperamento sui banchi del risurriscaldatore può essere realizzato tramite miscelazione in uscita con una piccola portata del vapore d'ingresso - RH by-pass (Fig. 7). Tale portata è definita dal sistema di regolazione della temperatura finale del vapore.

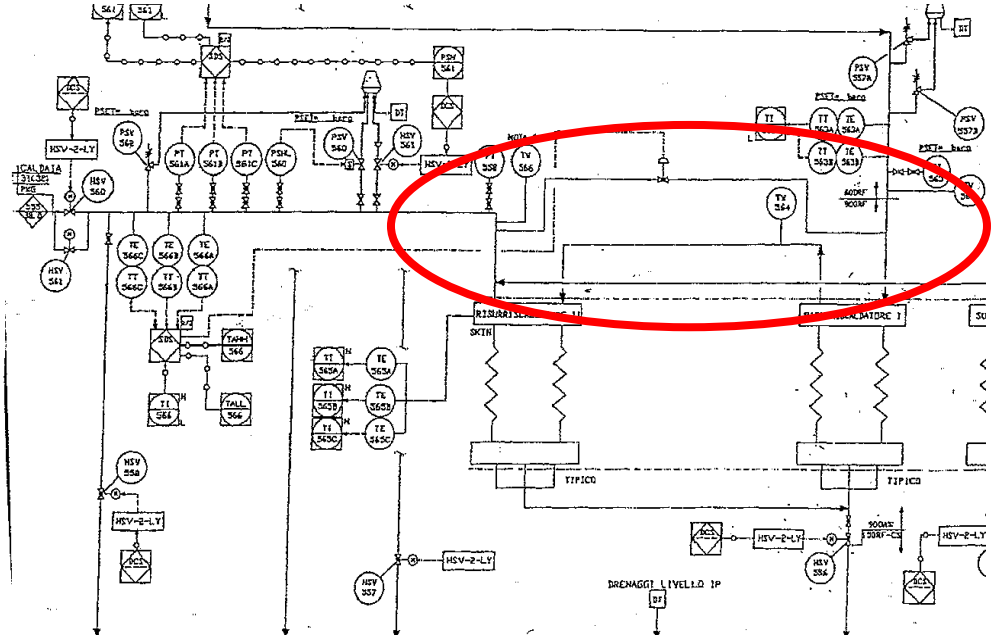


Figura 7. Esempio di sistema di by-pass risurriscaldatore

L'efficienza termica cresce perché, a causa del parziale by-pass di una certa portata di vapore, la temperature dei fumi all'ingresso dell'evaporatore di alta pressione, collocato a valle del banco risurriscaldatore, aumenta, rendendo quindi disponibile una maggiore quantità di calore per aumentare la produzione di vapore.
Una controindicazione a questa applicazione può essere costituita dall'incremento della temperatura di metallo nei tubi più caldi del banco risurriscaldatore; ciò in generale non è un problema poiché l'associato incremento di spessore di tubi e collettori è limitato a causa della bassa pressione di progetto. Questa è la ragione per cui il sistema non è conveniente per il surriscaldatore di alta pressione.
Oltre all'incremento di prestazione, si evidenziano altri tre vantaggi:

- la purezza del vapore in turbina aumenta e viene eliminato il rischio di condensa di acqua e shock termico;
- le sollecitazioni termiche sulle tubazioni sono ridotte, grazie anche ad un lay-out più semplificato;
- lo stress analysis è semplificato.

3.5 Design dei corpi cilindrici

Il corpo cilindrico di alta pressione è l'elemento limitante per la fatica, essendo il componente a maggiore spessore per due motivi:

- è soggetto alla più alta pressione di progetto del GVR;
- è il componente di maggior diametro.

Il gradiente ammissibile per l'avviamento è dunque fissato in funzione dello spessore del corpo di alta pressione.

L'utilizzo di materiali ad alto grado (ad es. WB36, SA302B) a causa dell'alta sollecitazione ammissibile, possono cooperare a minimizzare lo spessore e così a incrementare i gradienti di avviamento mantenendo entro valori ragionevoli il consumo di vita.
Un'altra modalità di riduzione degli spessori massimi è il design a due corpi cilindrici (brevetto Nooter/Eriksen).
In un GVR a circolazione naturale il corpo cilindrico svolge due funzioni principali:
- provvede ad una efficiente separazione delle fasi (vapore da acqua);
- assicura il battente per la circolazione naturale tramite controllo e stabilità del livello dell'acqua.

Per assicurare queste due funzioni il corpo assume un diametro significativo, ma, dividendo le due funzioni fra due corpi, ciascun corpo dovrà avere un volume più piccolo e quindi minor diametro e spessore. Il ridotto spessore consente un miglior comportamento a fatica in funzionamento ciclico.
Il corpo superiore agisce come separatore delle fasi: il vapore viene convogliato al banco surriscaldatore, mentre l'acqua ricade nel corpo inferiore, che opera con livello controllato per alimentare la circolazione naturale attraverso un adeguato circuito.

3.6 Sparging steam e serranda al camino

La maggior parte del consumo di vita a fatica avviene durante l'avviamento da freddo. Lo sparging steam (vapore ausiliario di riscaldamento prelevabile da una sorgente esterna, quale vapore di processo o da caldaia ausiliaria) è un sistema utilizzato per evitare l'avviamento da freddo nel caso di fermate del fine settimana.
A tal fine è infatti sufficiente mantenere una pressione residua nel corpo cilindrico di alta pressione pari a 2 bar@120°C, obiettivo facilmente raggiungibile tramite iniezione nei tubi di caduta di un flusso di vapore che compensi le dispersioni di calore attraverso le pareti del casing e la serranda al camino. Quest'ultima è essenziale infatti per mantenere tiepida la parte interna del GVR prevenendo l'effetto di tiraggio che porterebbe a convogliare il calore all'esterno del GVR, raffreddandolo.

4. Analisi a fatica e tecnologia "BSES" (Boiler Stress Evaluator System)

I componenti di un GVR sottoposti ad analisi a fatica sono normalmente tre:

1) Corpo cilindrico di alta pressione;
2) Collettore uscita surriscaldatore di alta pressione;
3) Collettore uscita risurriscaldatore.

L'analisi a fatica viene effettuata applicando la normativa EN12952 e desume un dato teorico che associa i gradienti di avviamento ammissibili (basati sugli spessori dei componenti suddetti) al consumo di vita del GVR. In sostanza l'analisi a fatica ha lo scopo di verificare che i gradienti selezionati, pesati sul numero totale di avviamenti e sulla loro tipologia (freddo, tiepido, caldo), non compromettano per fatica (e creep) la vita complessiva del GVR [6]. Il BSES è un sistema computerizzato di elaborazione e calcolo on-line del consumo di vita reale del GVR, focalizzato sui tre componenti critici prima evidenziati. La sua elaborazione si basa su misure di carico, temperatura (di pelle esterna, media di metallo, interna di metallo – v. Fig. 8), pressione e portata localizzate in posizioni definite dal progettista sui componenti critici. Il dato elaborato è un consumo reale di vita a fatica, che può essere quindi comparato con il dato teorico. Tale comparazione consente una modulazione intelligente del funzionamento ciclico che può minimizzare il consumo di vita e ottimizzare la durata dell'impianto.

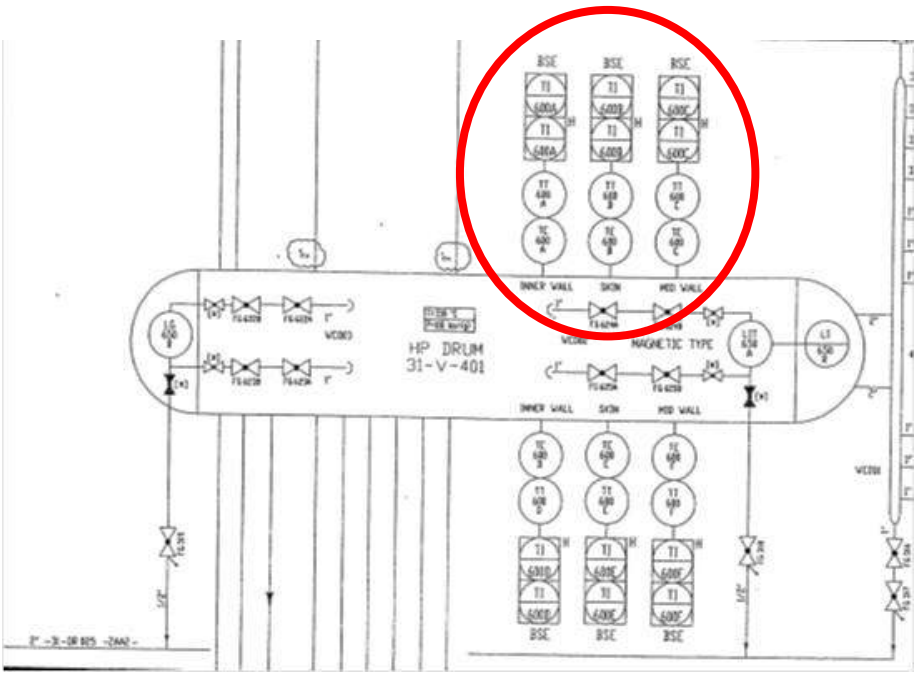


Figura 8. Schema tipico di strumentazione BSES su corpi cilindrici

Il ciclo di calcolo inizia quando il sistema acquisisce il segnale di presenza di fiamma nella turbina a gas e quando la misura della variazione di temperatura lungo lo spessore dei tre componenti supera un valore di soglia minimo (tipicamente 2°C).
L'emissione di report settimanali permette ai tecnici della centrale di monitorare eventuali condizioni di funzionamento critiche per l'esercizio del componente, consentendo di intervenire adeguatamente prima che si possano verificare rotture nel componente stesso.
Di seguito si riportano, in forma di report, i calcoli derivati dalle misure sperimentali effettuate su un GVR dotato di BSES (v. Tab. 1).

Informazioni Generali			
	Ciclo Freddo	**Ciclo Tiepido**	**Ciclo Caldo**
N° Start-up since plant commercial operation (2011)	71	550	46
N° GT TRIP	503		
CCAP			
	Effettiva	**Nominale**	**Delta**
Fatica - Lato Inferiore (1) [%]	1.2284	10.2515	-9.0231
Fatica - Lato Superiore (2) [%]	0.5307	10.2515	-9.7208
SH-3			
	Effettiva	**Nominale**	**Delta**
	Effettiva	**Nominale**	**Delta**
Fatica + Creep - 104A (3) [%]	0.293	3,1842	-2,8912
Fatica + Creep - 104B (4) [%]	0.2399	3,1836	-2,9437
Fatica + Creep - 104C (5) [%]	0.288	3,1836	-2,8956
RH-2			
	Effettiva	**Nominale**	**Delta**
Fatica + Creep - 106A (6) [%]	0.0328	2,7127	-2,6799
Fatica + Creep - 106B (7) [%]	0.025	2,8711	-2,8461
Fatica + Creep - 106C (8) [%]	0.0336	2,8711	-2,8375

Tabella 1. Esempio di report da BSES

5. Conclusioni

Gli attuali cicli combinati sono oggi sottoposti a regimi di funzionamento che contemplano carichi frequentemente variabili nel tempo (modalità operativa “ciclica”). Questa modalità implica un differente approccio rispetto al passato, quando gli impianti erano soliti funzionare a carico costante o di base.
Questo differente approccio deve essere applicato sia in fase di progettazione, per verificare e prevenire gli impatti meccanici che si esplicano in maniera significativa nel fenomeno del consumo di vita a fatica, sia in fase di gestione operativa dell’impianto stesso.
In questa fase l’adozione del sistema BSES presenta significativi vantaggi per l’operatore della centrale consentendo di monitorare on-line il reale assetto operativo e stato di sollecitazione dei materiali delle parti in pressione del GVR e la valutazione del consumo reale di vita a fatica e a creep dei componenti critici (ad es. corpi cilindrici di alta pressione, surriscaldatori di alta pressione, risurriscaldatori).
Tale valutazione è anche effettuata in maniera comparativa con l’analisi a fatica teorica effettuata in fase di progettazione e consente una gestione oculata dell’impianto con il miglior compromesso fra la rapidità degli avviamenti e il mantenimento dell’integrità meccanica dei componenti lungo la vita attesa.

6. Bibliografia

[1] EN12952 Part. 3 “Water-tube boilers and auxiliary installations – Part. 3: Design and calculation for pressure parts”, December 2001;

[2] EN12952 Part. 4 “Water-tube boilers and auxiliary installations – Part. 4: In-service boiler life expectancy calculations”, December 2001;

[3] EN10216-2 “Seamless steel tubes for pressure purposes – Technical delivery conditions – Part 2: Non-alloy and alloy steel tubes with specified elevated temperature properties”, July 2003;

[4] ABMA task Group on Fatigue, “Comparison of Fatigue Assessment Techniques for Heat Recovery Steam Generators”;

[5] Douglas L, Eriksen V, Schroeder J. Nooter/Eriksen Inc. Evaluation of Cyclic Operation of Heat Recovery Steam Generators – A practical approach. ASME 2000 - GT- 319;

[6] Douglas L (Nooter/Eriksen Inc.), Perez S (Iberdrola). Cycling service features for Heat Recovery Steam Generators

Calcolo del tempo di rottura a scorrimento viscoso mediante "Master Curve": Valutazioni sull'affidabilità della procedura automatica e impatto della normativa

O. Grisolia*

*Inail - DIT

Sommario

Per l'applicazione del metodo di calcolo di prima scelta della normativa italiana sullo scorrimento viscoso una tecnologia realizzata e validata in precedenza dall'autore costruisce la funzione "Master curve" che meglio approssima la relazione parametro di Larson-Miller – sollecitazione applicata. Attraverso di essa, il programma per PC fornisce direttamente il tempo di rottura teorico per assegnate condizioni di esercizio. Il grado di approssimazione dei modelli polinomiali finora trovati attraverso la procedura è soddisfacente per numerosi acciai inclusi e non nella "Raccolta M"; tra i primi, per alcuni di larga applicazione come A335 P22 e A106 Gr. A, il controllo previsto sullo scostamento tra tempo di rottura calcolato e "osservato" non è però superato in due punti sul totale considerato dalla procedura per le isoterme. Recenti applicazioni della tecnologia ad un caso reale di componente realizzato in P22 hanno tuttavia mostrato buona consistenza tra risultati della norma italiana e americana, indicando accettabile affidabilità anche del modello trovato per questo materiale. In particolare, due studi hanno offerto indicazioni sul comportamento in alta temperatura dei giunti di collettore in P22 di generatore di vapore a recupero, incluse le saldature. Infine, l'adozione dei controlli statistici, proposti nella nuova norma emanata dal CTI, è considerata tra le altre (dati di rottura per tempi diversi dalle 100000 ore e linguaggio grafico) per gli aggiornamenti del programma di prossima implementazione.

1. Introduzione

La presente memoria include sia una presentazione della tecnologia con le principali scelte di progetto sia i risultati ottenuti finora nelle applicazioni con le relative implicazioni di carattere normativo. La prima fa riferimento alla pubblicazione ASME del 2011 mediante la quale è stato presentato il progetto; i secondi sono tratti dalla pubblicazione ASME del 2013 con la quale si è proceduto alla sua validazione attraverso l'applicazione ad un "worked case" [12, 13]. Altri risultati riguardanti le verifiche sul funzionamento del programma per il caso specifico del P22 (caratterizzato da modello di inferiore approssimazione) sono tratti dalle pubblicazioni ASME del 2015, 16 [14, 15]. Validazione e verifiche sono tutte basate sul confronto dei risultati di creep con la normativa americana. Per l'uso di dati pubblicati dall'autore in ASME la presente memoria è quindi da ritenersi un lavoro derivato: tuttavia, il suo contenuto è di interesse generale e come tale non è stato finora mai pubblicato.

In INAIL un gruppo di lavoro, in cui collabora da oltre un decennio l'autore, è incaricato di certificare l'estensione della vita dei componenti ad alta temperatura in base ai controlli e calcoli eseguiti dal progettista abilitato. Nel recente passato, il metodo di calcolo del tempo di rottura più frequentemente usato dai progettisti italiani è stato quello basato sull'estrapolazione dei dati di rottura, ad esempio a 200000 ore, perché applicabile manualmente attraverso formula: mediante l'equivalenza del parametro di correlazione

scelto, ad esempio di Larson-Miller, è possibile ottenere il valore di temperatura per rotture a 200000 ore. La letteratura fornisce direttamente o per interpolazione il valore di sollecitazione o resistenza a caldo. La percentuale di vita spesa è espressa come rapporto tra tempo di rottura stimato e quello speso in esercizio: tale stima è però affidabile solo se la correlazione logaritmica tra tempi e sollecitazioni è lineare e per limitate regioni. Diversamente, è raccomandato ad es. dalla EN per generatori di vapore [1] l'uso di modello che rappresenti il più vicino possibile la correlazione dei dati di resistenza disponibili in letteratura per ogni temperatura di prova.
La sezione due della linea guida "creep" ISPESL 2003 [2] alla procedura tecnica di cui alla circolare 48 del 2003 [3] e la sezione cinque della specifica tecnica UNI/TS 11325-4 [4] di più recente emanazione riguardano il calcolo della vita spesa in regime di scorrimento viscoso. Il metodo di prima scelta suggerisce il calcolo del tempo di rottura alle condizioni di esercizio direttamente attraverso il modello scelto per la funzione parametro di Larson-Miller(P_{LM}) – sollecitazione applicata (σ). Il programma per PC denominato "Master" scritto dall'autore trova i coefficienti di regressione per un modello polinomiale che meglio approssimano la funzione. La ricerca è eseguita applicando il metodo di Gauss dei minimi quadrati [5] ai n punti (temperature di prova, sollecitazione di rottura a 100000 ore) disponibili in letteratura, per ogni materiale sensibile. Usando il parametro di Larson-Miller [6] (P_{LM}) per correlare le resistenze a caldo "osservate" (R_m) a 100000 ore e le temperature di prova (T), la funzione $P_{LM}(\sigma)$ fornisce il tempo di rottura previsto $t_{r\ op}$ alle condizioni di esercizio (σ_{op}, T_{op}) mediante la relazione seguente, considerando nel seguito logaritmi in base 10 [12]:

$$\log t_{r\ op} = (P_{LM}(\sigma_{op}) \ / (T_{op}+273)) - C \qquad (1)$$

dove C è una costante da assegnare al materiale. La funzione considerata dal programma per $P_{LM}(\sigma)$ è il seguente modello polinomiale log(σ) [12]:

$$P_{LM}(\sigma) = \Sigma_{i=1,\ k}\ p_i * \log^{i-1}(\sigma) \qquad (2)$$

dove m = k-1 è il grado e p_i sono i (k) coefficienti di regressione. La sezione due della linea guida e cinque della specifica tecnica fanno entrambe riferimento, in generale, ad un polinomio di terzo grado. Il programma trova i parametri (m, n, C, p_i) del modello che permettono il miglior grado di approssimazione. Applicando il metodo dei minimi quadrati al set di n punti (T_i, $R_{m\ i}$) disponibile in letteratura, il modello con la migliore approssimazione è quello la cui somma (S) dei n residui (r_i) al quadrato è minima. Si definisce [12]:

$$X_i = \log (R_{m\ i}) \qquad (3)$$

$$Y_i = P_{LM} (R_{m\ i}) \qquad (4)$$

$$r_i = (Y_i - Y(X_i)) \qquad (5)$$

$$S = \sum_{i=1,\ n}\ r_i^{\,2} = \sum_{i=1,\ n}\ (Y_i - Y(X_i))^2 \qquad (6)$$

2. Caratteristiche operative del programma e sua validazione

Scopo della procedura è la costruzione della funzione (Master curve) che meglio approssima la relazione Parametro di Larson-Miller – Sollecitazione applicata (P_{LM} – σ). Il programma fornisce attraverso essa direttamente il tempo di rottura teorico per assegnate condizioni di esercizio. La ricerca del migliore modello polinomiale (P_{LM} – σ) è effettuata per tentativi, assegnando valori diversi ai tre parametri che influenzano il grado di approssimazione (numero di punti n, costante di Larson-Miller C e grado del polinomio m). Il programma permette di modificarli accedendo al database o di introdurli direttamente. E' analogo l'input indipendente dei dati di resistenza per l'applicazione del metodo dei minimi quadrati ai punti temperatura, sollecitazione di rottura a caldo a 100000 ore (T, R_m). I valori in database sono aggiornati al 2001 attraverso le schede ASME e ASTM [7], enti normativi di provenienza dei dati in "Raccolta M" [8]. Controlli eseguiti dal programma sullo scostamento del P_{LM} e sul tempo di rottura previsto per la sollecitazione di rottura a 100000 ore forniscono verifica preliminare dell'approssimazione del modello. Questo perché il programma considera per ogni isoterma, valori di sollecitazione uguali a quelli di rottura a caldo a 100000 ore inclusi nel set di punti disponibile in "Raccolta M": in tal modo il tempo di rottura previsto per il punto i dell'isoterma i ($t_{r\,ii}$) deve essere prossimo a 100000 ore affinché l'approssimazione sia accettabile. Il programma esegue quindi sui tempi di rottura previsti, per tutti i punti considerati delle isoterme, tre verifiche ex-post o "Post Assessment Test" (PAT 1.1, 1.2, 1.3) proposti da ECCC [9] e inclusi sia nella linea guida sia nella specifica tecnica. Avvisi indicano il superamento dei controlli o i punti dell'isoterme dove ciò non accade.

Il codice è scritto in Basic, applica i metodi di Gauss dei minimi quadrati per il calcolo dei coefficienti lineari e di riduzione della matrice per la soluzione del sistema [10], (coefficienti di regressione). La correttezza dell'algoritmo è stata verificata per confronto con diverso solutore. Due modelli per due acciai fuori "Raccolta M" con parametri forniti dalle specifiche ECCC [11], inclusi i dati di resistenza a caldo a 100000 ore, hanno superato tutti e tre i PAT: sono stati pertanto considerati di riferimento ("benchmarks") nella valutazione degli output della procedura. Infine, la tecnologia è stata validata attraverso il superamento dell'esame ("peer review") dell'ASME per le due pubblicazioni del 2011 e 2013 [12, 13] riguardanti rispettivamente il progetto e l'applicazione ad un caso reale (linea ad alta energia costruita in P11). Al riguardo, si menziona il metodo di valutazione preliminare del modello polinomiale per l'acciaio ASTM A 335 grado P11 trovato con la procedura automatica. Cominciando lo studio dell'applicazione, si voleva verificare la compatibilità dei risultati di vita forniti dal suddetto modello con quelli ottenuti con il modello proposto dall' API 579-1, Table F.31[16]. Quest'ultimo era stato usato, nello studio precedentemente condotto dal coautore per l'intera linea, con i valori di sollecitazione dell'analisi lineare elastica sul modello numerico agli elementi finiti (FEM). L'autore decise di condurre una valutazione preliminare di tipo a doppio cieco: prima ancora che venissero selezionati con il coautore i componenti critici della linea da considerare e ne venisse completata l'analisi strutturale, l'autore fece girare il programma con un valore di tentativo della sollecitazione applicata. Nella pubblicazione del coautore, scelse sulla mappa di distribuzione il max. valore di Von Mises di membrana (120 MPa, analisi lineare elastica FEM bidimensionale, piano medio) per il componente più sollecitato (curva da 5"). Il risultato di vita teorico alle condizioni di esercizio della linea fornito dal programma (con dati di resistenza a caldo ridotti di 0.8) si rivelò essere circa la metà di quello previsto dall'analisi API 579-1, Level 3 e confrontabile con quello previsto dall'analisi Level 2.

3. Organizzazione del programma

La struttura del codice si suddivide in quattro sezioni: 1) ingresso dei dati di resistenza a caldo e delle costanti del modello, 2) assegnazione delle variabili, calcolo e uscita dei coefficienti lineari, di regressione e isoterme, 3) verifiche ex-post sui risultati intermedi (isoterme), 4) calcolo e uscita dei risultati finali di durata teorica.

La sezione di ingresso include opzioni per selezionare come e quali dati vanno inseriti: in tal modo è facilitata la ricerca per tentativi da parte dell'utente del migliore modello polinomiale (ricerca delle costanti). E' ad esempio possibile far girare il programma con un set di dati di resistenza a caldo T, R_m, per differenti valori delle costanti m, n, C oppure scegliere di utilizzare/modificare quelli del database. Dopo aver assegnato alle variabili i valori trovati per la matrice dei coefficienti lineari, a_{ij}, attraverso le formule dei minimi quadrati, il programma applica il metodo di Gauss per risolvere il sistema e fornire i (m+1) coefficienti di regressione p_j.

Dopo aver elaborato nella sezione di calcolo i dati introdotti in ingresso e mostrato a video i risultati intermedi, il programma esegue la verifica del grado di approssimazione del modello basata sul realismo delle isoterme ottenute: l'accertamento consiste nei tre post assessment tests (PAT) inclusi nel primo dei due criteri proposti dalle raccomandazioni ECCC, eseguiti secondo la seguente successione [12].

Con il PAT 1.1 il programma verifica la credibilità delle isoterme, log σ - log t_r, previste dal modello su tutto il set di punti (log σ, log t): l'efficacia della previsione è stimata sullo scostamento del tempo previsto $t_{r\,i\,j}$ e osservato $t_{i\,j}$ avvertendo per quale punto j (σ_j, $t_{i\,j}$) di ogni isoterma (i) la differenza in valore assoluto fra $tr_{i\,j}$ e $t_{i\,j}$ è maggiore del 20%. Prima di questo, il programma esegue la verifica su P_{LM} ($R_{m\,j}$), avvisando per quale punto j del set dati lo scostamento fra P_{LM} ($R_{m\,j}$) e $P_{LM\,j}$ risulta maggiore del 20% bloccando l'esecuzione perché inaccettabile l'approssimazione del modello.

Applicando quindi il PAT 1.2, il programma verifica la regolarità delle isoterme, log σ - log t_r, previste dal modello, che non dovrebbero incrociarsi, unirsi o cambiare direzione su tutto il set di punti (log σ, log t) considerato, da 10 a 1000000 ore e con $T_{i+1} - T_i = 25°C$. Il programma mostra a video i valori numerici di σ_j e $t_{r\,i\,j}$ per ogni T_i e graficamente la posizione dei punti j (σ_j, $t_{r\,i\,j}$) per ogni isoterma i.

Infine con il PAT 1.3 il programma calcola la derivata parziale di log t_r come funzione di log σ ad ogni T per verificare che le isoterme previste dal modello non si inclinino troppo rapidamente ai bassi valori di sollecitazione: analiticamente, il programma verifica che

$$-(\partial \log t_{r\,i\,j} / \partial \log \sigma_j)_{i,j=1,n} <= 1.5 \qquad (7)$$

avvisando per quale punto j (σ_j , $t_{i\,j}$) di ogni isoterma (i) ciò non avvenga.

La sezione finale del programma segue quella di verifiche ex-post ed include l'ingresso dei valori per le condizioni di esercizio (σ_{op}, T_{op}) e l'uscita dei valori previsti di PLM(σ) e tempo di rottura $t_{r\,op}$ teorico. L'utente può optare se terminare, continuare la sessione di lavoro corrente inserendo differenti condizioni o cominciarne una nuova.

4. Valutazione degli output del programma

Il grado di approssimazione dei modelli polinomiali trovati attraverso la procedura automatica e i risultati finora ottenuti nelle applicazioni sono soddisfacenti: dei cinque materiali da “Raccolta M” finora considerati, due modelli (trovati per gli acciai P11 e F11) hanno superato tutti e tre i PAT 1.1, 1.2, 1.3 eseguiti dal programma. Per il primo (acciaio P11), l’applicazione al caso reale citato al par. 2 ha mostrato buona consistenza con i risultati dei tempi di rottura ottenuti con API 579-1, metodo Omega, pubblicazione ASME del 2013 [13]. Tre modelli (trovati per gli acciai P22, A106 Gr. A e F22) non hanno superato il PAT 1.1 in due punti su otto, su quattro e su nove rispettivamente considerati per le isoterme: vi è cioè uno scostamento maggiore del 20% tra tempo di rottura previsto t_r e “osservato” t per il punto j dell’isoterma i, ($tr_{ij} - t_{ij}$). Riguardo ai cosiddetti tempi osservati, è bene ricordare che in realtà si tratta di valori di rottura forniti dall’ente normativo (ASME) e non direttamente da prove sperimentali. Il grado di approssimazione per il primo caso può essere tuttavia considerato accettabile: il modello trovato per l’acciaio P22 ha fornito infatti tempi di rottura consistenti con le condizioni di esercizio nell’applicazione a un caso reale (collettore e giunti saldati costruiti in P22 della sezione reheater di generatore a recupero), pubblicazioni ASME del 2015 e 2016 rispettivamente [14, 15].

Nei due suddetti studi, la fonte di letteratura considerata per i dati di rottura a caldo a 100000 ore è la “Raccolta M”, che fornisce per l’acciaio ASTM A 335 grado P22 un set con un numero n di punti (T, R_m) pari a otto. Ripetuti tentativi hanno fornito il valore delle altre due costanti per il modello che mostra la migliore approssimazione, costante di Larson-Miller C pari a 20 e grado del polinomio m pari a 3. Le isoterme del modello non superano il PAT 1.1 in soli due punti, con gli altri controlli tutti superati. Risolvendo il sistema lineare, che per questo caso presenta la seguente forma matriciale [12]:

$$\begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ p_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} n & \sum_{i=1,n} X_i & \sum_{i=1,n} X_{i2} & \sum_{i=1,n} X_{i3} \\ \sum_{i=1,n} X_i & \sum_{i=1,n} X_{i2} & \sum_{i=1,n} X_{i3} & \sum_{i=1,n} X_{i4} \\ \sum_{i=1,n} X_{i2} & \sum_{i=1,n} X_{i3} & \sum_{i=1,n} X_{i4} & \sum_{i=1,n} X_{i5} \\ \sum_{i=1,n} X_{i3} & \sum_{i=1,n} X_{i4} & \sum_{i=1,n} X_{i5} & \sum_{i=1,n} X_{i6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1,n} Y_i \\ \sum_{i=1,n} X_i \cdot Y_i \\ \sum_{i=1,n} X_{i2} \cdot Y_i \\ \sum_{i=1,n} X_{i3} \cdot Y_i \end{bmatrix} \quad (8)$$

dove X_i , Y_i sono definiti dalle equazioni 3, 4, il programma trova i seguenti coefficienti di regressione [15]:

$$p_1 = 20130.46;\ p_2 = 8429.686;\ p_3 = -6084.275;\ p_4 = 815.5421 \quad (9)$$

fornendo per l’acciaio P22 il seguente modello polinomiale [15]:

$$PLM(\sigma)= 20130.46 + 8429.686 \log(\sigma) – 6084.275 \log^2(\sigma) + 815.5421 \log^3(\sigma) \quad (10)$$

La figura 1 [15] mostra il controllo visivo sulle isoterme (PAT 1.2) fornita dal programma per il modello polinomiale del P22. Il programma interprete del Basic non include la cattura di output grafici pertanto foto a video mostrano i punti considerati per le otto isoterme ottenute, a temperatura crescente. Inoltre, a causa dei limiti della schermata (190 • 300), il programma utilizza una scala 40 • log per i tempi e approssima tutti i dati al valore intero facendo a volte apparire sovrapposti o affiancati in verticale alcuni punti: ad esempio, per il caso del P22, compaiono soltanto 4, 5, 6, 7, 7, 7, 7, 6 punti in ognuna delle isoterme invece degli otto considerati (pari ad n). Comunque la linea di tendenza di ogni isoterma appare definita con sufficiente chiarezza.

Nello studio, la valutazione a scorrimento viscoso include il confronto dei risultati di vita ottenuti con il suddetto modello polinomiale e quelli forniti dal modello proposto dalla API 579-1 (minimo P_{LM}) per l'acciaio 2.25Cr1Mo (P22) [16]: il secondo, utilizzato con i valori di sollecitazione applicata trovati dall'analisi lineare elastica sul modello numerico agli elementi finiti sia del collettore sia dei giunti saldati (analisi FEM tridimensionale con classificazione degli sforzi), è il seguente [15]:

$$P_{LM}(\sigma) = (43.981719 – 40.483005\, \sigma^{1/2} + 15.373650\, \sigma + 0.66049429\, \sigma^{1/5}) / (1- 0.84656117\, \sigma^{1/2}+ 0.26236081\, \sigma – 0.049673781\sigma^{1/5}) \quad (11)$$

I dati di resistenza a caldo per il materiale di saldatura del P22 non sono stati trovati in letteratura. Pertanto, i dati introdotti nella procedura automatica sono quelli del materiale base affetti da un fattore di riduzione della resistenza per la presenza della saldatura, SRF di 0.9, oltre al fattore che tiene conto della dispersione dei dati sperimentali, "allowable creep damage factor" di 0.8. Entrambi i valori di riduzione sono come suggerito dalla norma [2, 4]. I risultati di vita teorica così forniti dal programma (assumendo condizioni di esercizio future uguali alle presenti) attraverso il modello dell'equazione 10 sono consistenti con quelli ottenuti dalla "API 579-1, Level 2 assessment" [16] attraverso il modello dell'equazione 11.

La tabella 1 [15] mostra la situazione confrontando i risultati di vita ottenuti con la procedura automatica in applicazione della linea guida 2003 e quelli ottenuti con l'analisi FEM in applicazione dell'API 579-1 Level 2. I componenti considerati sono due, intersezione ("tee") tubo arpa/collettore sia dal lato collettore ("header tee") sia dal lato tubo ("branch tee") e saldatura angolare con un fattore d'intensità degli sforzi SIF di 2.05.

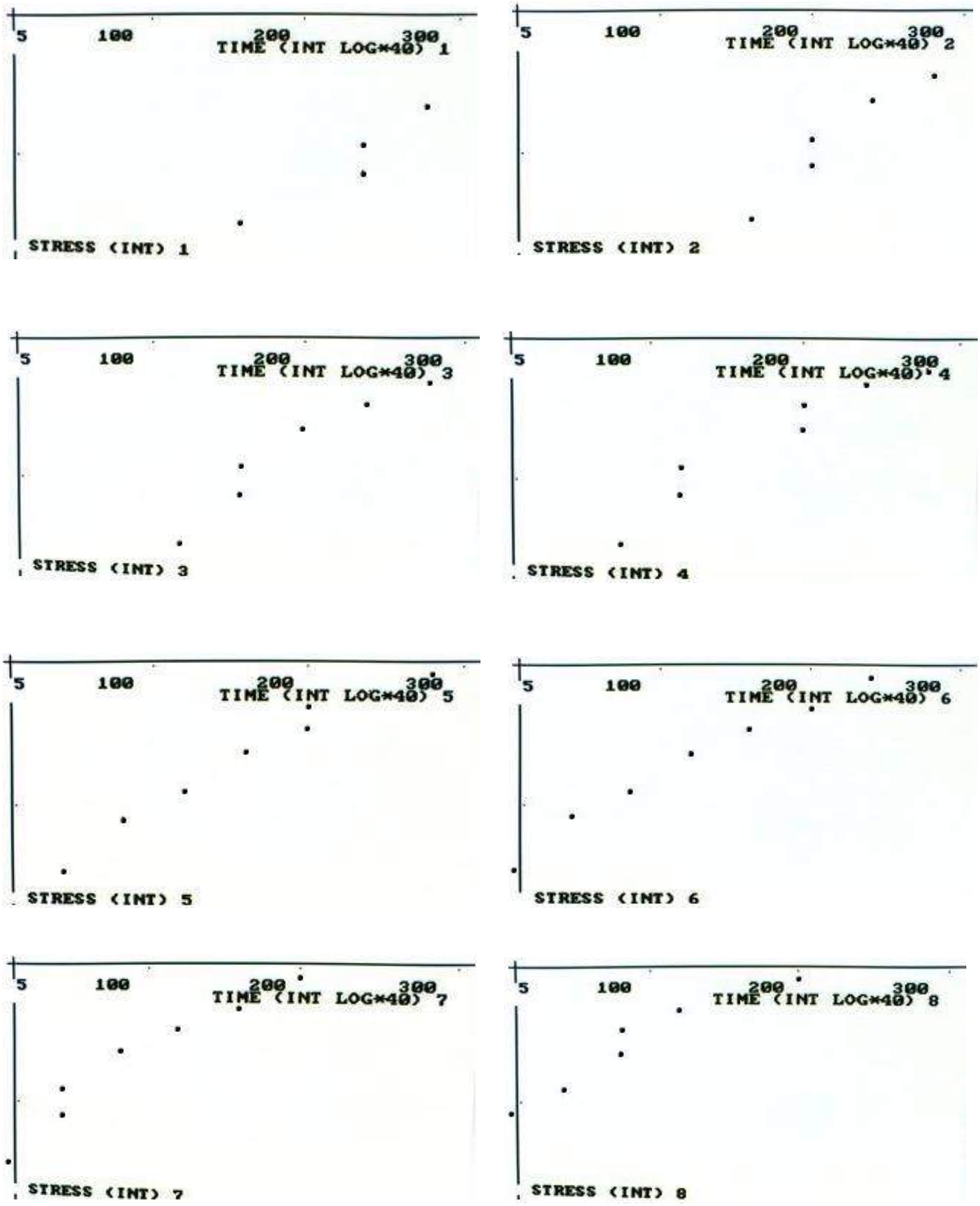


Figura 1. Verifica ex-post sulle line isoterme (PAT 1.2) in uscita dal programma per il modello dell'acciaio P22: le foto a video mostrano la distribuzione dei punti (S_j, TRP_{ij}) considerati per ogni isoterma T_i, per i,j = 1 to 8 [15]

Fonte: Grisolia O, Scano L, 2016 [15], courtesy of American Society of Mechanical Engineers, ASME.

					2003 ISPESL Creep Guideline Automatic Procedure R_m mean values · 0.8 · 0.9 REFERENCE				API 579-1 Level 2 3-D FEM Analysis with stress classification (Minimum PLM) R_m minimum values CONSISTENT			
Component selected (Critical zone considered)	**P_L [MPa]**				**t_r [hours]**				**t_r [hours]**			
52 mm Tube-hole, header tee (Weld, SRF = 0.9)	**FEA stress** SOP(PLM) = 121	**Base, H**	**Base, B**	**W**	PLM = 18633 { TR = 1991				4150	**Base, Header (H)**	**Base, Branch (B)**	**Weld (W)**
52 mm Tube-hole, branch tee (Weld, SRF = 0.9)	**FEA stress** SOP(PLM)= 96				PLM = 19285 { TR = 11924				47632			
Tee weld, SRF = 0.9 (Header's finned-tube joint, SIF = 2.048)	**FEA stress** SOP(PLM) =	124	103	67	PLM = TR =	**Base, H** 18595 1642	**Base, B** 19098 6967	**Weld** 20201 166010	-	2642	7132	82553

Tabella 1. Risultati di vita a scorrimento viscoso per il P22 a 538° da norma italiana (procedura automatica) e americana (analisi FEM lineare elastica) [15]

Fonte: Grisolia O, Scano L, 2016 [15], courtesy of American Society of Mechanical Engineers, ASME.

5. Impatto della normativa e futuri aggiornamenti

La tecnologia, attraverso applicazioni a tre casi studio di due diversi impianti funzionanti in regime di scorrimento viscoso, citati ai paragrafi 2, 4 [13, 14, 15], ha mostrato di essere adatta allo scopo, rispondendo ai requisiti ECCC inclusi nella norma italiana (linea guida ISPESL 2003 e specifica tecnica UNI/TS 11325-4). L'adozione dei controlli statistici, proposti nella seconda norma emanata dal CTI (PAT 2.1, 2.2, 2.3) non appare determinante per la qualità dei risultati forniti dalla tecnologia. In particolare, il PAT 2.1 da applicare per dati a 100000 ore e quindi per la presente versione della procedura, è ininfluente perché sempre superato per i materiali in "Raccolta M", come evidenziato nello studio pubblicato al ECCC2014 [17]. Riguardo agli altri controlli, il metodo di verifica appare invece troppo severo. Sarebbe utile, come auspicato nel suddetto studio, un emendamento per rendere meno restrittivi tali metodi di verifica. In ogni caso, l'aggiornamento del programma con il PAT 2.1 (controllo sulla deviazione standard dei tempi di rottura previsti) è di semplice implementazione. Il seguente è il controllo sulla deviazione standard tra tempo previsto $t_{r\,i\,j}$ e osservato $t_{i\,j}$ per il punto j (σ_j, $t_{i\,j}$) di ogni isoterma (i) da implementare ai sensi del PAT 2.1[4]:

$$((\sum_{j=1,\,n} (\log t_{i\,j} - \log t_{r\,i\,j})^{2}) / (n - 1))^{0.5} <= 0.0555 \qquad (12)$$

La sezione di ingresso del programma è stata inoltre predisposta per l'opzione di inserimento di dati di resistenza a caldo a 200000 ore: ne è prevista un'implementazione più generica che permetta all'utente di inserire il periodo di rottura osservato dei dati disponibili in letteratura. Il programma gira in Windows, tuttavia, viste le limitazioni dell'interprete del Basic con il quale è stato codificato, si pensa ad una riscrittura in Visual Basic. Non vi sono prodotti simili in Italia a disposizione dei progettisti abilitati, ai quali la tecnologia potrebbe essere destinata per l'applicazione del metodo di calcolo di prima scelta della norma italiana.

Ringraziamenti

L'Autore desidera ringraziare The American Society of Mechanical Engineers per la gentile concessione all'uso delle figure, tabelle ed equazioni.

Acknowledgements

These figures and information first appeared in:

Grisolia O., "An Automatic Procedure for the Application of the Italian Standard for Creep-operated Pressure Equipment," PVP2011-57843 Proceeding of ASME Pressure Vessels & Piping Division Conference, Baltimore, MA, 2011

Equations 1 through 8

Grisolia O., Scano L., "HRSG Welds Header Creep-assessment through a Procedure for the Italian Code Application and Comparison with the American Standard," PVP2016-63252 Proceeding of ASME Pressure Vessels & Piping Division Conference, Vancouver, BC, 2016

Figure 1, Table 1, Equations 9 through 12

Bibliografia

[1] EN, European Committee for Standardization, EN 12952-4 for steam generators, 2002

[2] ISPESL, Dipartimento di Omologazione. Linea Guida "LG/Creep, V.1", 2003

[3] ISPESL, Dipartimento di Omologazione. Procedura Tecnica Concernente Calcoli e Controlli da Eseguire su Attrezzature in Pressione Operanti in Regime di Scorrimento Viscoso. Circolare N.48/2003, 2003

[4] UNI, Ente Nazionale Italiano di Unificazione, Specifica Tecnica UNI/TS 11325-4, Milano, 2014

[5] Bjorck A. Numerical Methods for Least Squares Problems. SIAM, 1996

[6] Viswanathan R. Damage Mechanism and Life Assessment of High-Temperature Components. ASM International, 1989

[7] ASME, ASTM Data Sheets, American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, 2001

[8] ISPESL. Raccolta M. Zecca di Stato, 1991

[9] ECCC Recommendations. Generic Recommendations and Guidance for the Assessment of Full Size Creep Rupture Data Sets. 2003;5, Part 1a

[10] Barrett R. Templates for the solution of linear systems: building blocks for iterative methods. SIAM, 1994

[11] ECCC Data Sheets. Rupture strength, creep strength and relaxation strength values for carbon-manganese, low alloy ferritic, high alloy ferritic and austenitic steels, and high temperature bolting steels/alloys. 2005

[12] Grisolia O. An Automatic Procedure for the Application of the Italian Standard for Creep-operated Pressure Equipment, PVP2011-57843. Proceeding of ASME Pressure Vessels & Piping Division Conference, Baltimore, MA, 2011

[13] Grisolia O, Scano L. Application of the Creep Italian Standard through an Automatic Procedure and Comparison with the American Code, PVP2013-97690. Proceeding of ASME Pressure Vessels & Piping Division Conference. Paris, France, 2013

[14] Grisolia O, Scano L. HRSG Header Creep-assessment through a Procedure for the Italian Code Application and Comparison with the American Standard, PVP2015-45988. Proceeding of ASME Pressure Vessels & Piping Division Conference, Boston, MA, 2015

[15] Grisolia O, Scano L. HRSG Welds Header Creep-assessment through a Procedure for the Italian Code Application and Comparison with the American Standard, PVP2016-63252. Proceeding of ASME Pressure Vessels & Piping Division Conference, Vancouver, BC, 2016

[16] ASME, API 579-1, American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, 2007

[17] Fossati C, Delle Site C, Artenio E, Grisolia O. Preventing Failures in High Temperature Pressure Components: the Role of Technical Standards. Proceeding of ECCC2014 Conference, Rome, 2014

Valutazione del comportamento dei circuiti di protezione da sovrapressione dei serbatoi criogenici in caso di sovra riempimento

D. Barbagallo*, A. Cazzoli*, D. Bellomi*, M. Palacchino**

*Air Liquide Italia Service s.r.l.
**Omniatransit s.r.l.

Sommario

Il presente lavoro si prefigge lo scopo di presentare i risultati dello studio delle protezioni da sovra riempimento dei serbatoi criogenici.
Lo scenario è quello del riempimento, tramite cisterne dotate di pompe criogeniche con pressioni non bilanciate, di serbatoi criogenici contenenti gas dell'aria, in cui a causa di un malfunzionamento o di un errore umano il serbatoio venga sovra riempito. In queste condizioni la pressione interna del serbatoio aumenta portandosi in equilibrio con quella della pompa, a meno delle perdite di carico: è possibile che questa pressione sia maggiore di quella per cui sarebbe garantita l'integrità strutturale del serbatoio, definita dalle normative applicabili nel momento della costruzione del serbatoio stesso.

Riguardo a questo scenario, è stato sviluppato un modello, a partire dai documenti API [2] e EIGA [1][3], che permette di calcolare la pressione del serbatoio quando il sistema raggiunge l'equilibrio, considerando le caratteristiche delle pompe criogeniche in utilizzo e le principali perdite di carico: distribuite, che si hanno nelle tubazioni di carico del serbatoio e nella tubazione a monte degli organi di sicurezza, e concentrate dovute all'apertura del troppo pieno, delle valvole di sicurezza e dei dischi di rottura. Con il modello è possibile verificare se l'integrità strutturale dei serbatoio sia o meno a rischio, e di conseguenza se siano necessarie delle protezioni fisiche aggiuntive.
Al fine di validare il metodo sono state eseguite delle prove sperimentali, dalle quali si è anche potuta valutare l'affidabilità degli organi di sicurezza e il loro effetto in caso di intervento.

1. Introduzione

I serbatoi sono stati suddivisi in categorie sulla base di taglia, pressione e schema di principio, e per ciascuna categoria sono stati assegnati alcuni dati di default, da modificare poi con dati puntuali.
I dati che sono stati raccolti riguardano le pompe in dotazione alla flotta Air Liquide Itala e i serbatoi gas dell'aria installati in clientela.
Per quanto riguarda la flotta di veicoli è stato fatto un censimento delle pompe criogeniche installate e dedicate a ciascun gas. Analizzandone le curve caratteristiche, se ne è creato l'inviluppo trovando la curva caratteristica della pompa ideale per ciascun liquido criogenico.

Per la modellazione si sono considerati i vari circuiti in cui transita il liquido: cisterna, circuito di riempimento, troppo pieno, valvola/e di sicurezza e disco/dischi di rottura. Per ogni tratto si calcolano le perdite di carico, ad una portata fissata, che si generano al passaggio del liquido così da poter stabilire la pressione all'interno del serbatoio. Si calcolano anche le portate di liquido scaricate dalla tubazione del troppo pieno e dagli organi di sicurezza attivati. Si calcolano poi le resistenze idrauliche dei circuiti che esprimono le perdite di carico generate in funzione della portata. Si costruiscono quindi

delle curve pressione-portata relative al serbatoio interno, al troppo pieno e agli organi di sicurezza e tramite l'intersezione di queste con la curva della pompa si calcola il punto di equilibrio, e quindi le rispettive pressione e portata, a cui si porta il sistema cisterna-serbatoio.

Si considera un serbatoio protetto dal rischio di overfilling senza la necessità di installare ulteriori protezioni fisiche nei seguenti casi:

- la massima pressione erogabile dalla pompa MAX(P_{pump}) è inferiore alla massima pressione ammissibile all'interno del serbatoio in condizioni di emergenza (P_{oep})
- la pressione all'interno del serbatoio al punto di equilibrio è inferiore alla P_{oep}
- assenza del punto di equilibrio : in questo caso la protezione è garantita dal fatto che l'assenza di un punto di equilibrio implica una portata della pompa maggiore di quella erogabile e quindi un blocco della stessa per raggiunto limite di assorbimento elettrico del motore

Al fine di verificare la metodologia si sono effettuati dei test sperimentali di sovrariempimento. Si è proceduto al riempimento di un serbatoio con pressione con Maximum Available Working Pressure (MAWP di qui in avanti) a 30 bar, a cui in aggiunta delle valvole di sicurezza in dotazione, si è installata una valvola tarata a 15 bar. Dal test è emerso che il metodo di calcolo sovrastima la pressione di equilibrio e sottostima la portata di equilibrio, fornendo comunque un risultato molto fedele rispetto alla situazione reale. Lo scostamento che si riscontra è inferiore al 5% per la pressione (grandezza più significativa) e inferiore al 20% per quanto riguarda la portata. Gli scostamenti sono in ogni caso conservativi e quindi a favore di sicurezza.

2. Dati

2.1 Serbatoi

Per poter procedere alla modellazione è necessario sapere per ciascun serbatoio:

- MAWP e, conseguentemente, P_{oep}
- Configurazione di principio dei circuiti di riempimento, troppo pieno e di sicurezza
- Dati geometrici del serbatoio e dei circuiti nominati sopra

La MAWP è tipica di ciascun serbatoi ed è riportata sul libretto. La P_{oep} invece è definita come il minimo tra:

- MAWP * 1,5
- P_{test}-P_{atm} [1]

Dove con P_{test} si intende la pressione di collaudo idraulico del serbatoio.
Per quanto riguarda lo schema di principio, i serbatoi vengono suddivisi in:

- Carico liquido dal basso, o con pescante. È considerato anche il caso di caricamento con tubo singolo.
- Tubo dei circuiti di sicurezza comune con tubo di caricamento fase gas o indipendente

Le situazioni sopra descritte sono riassunte in Figura 1.

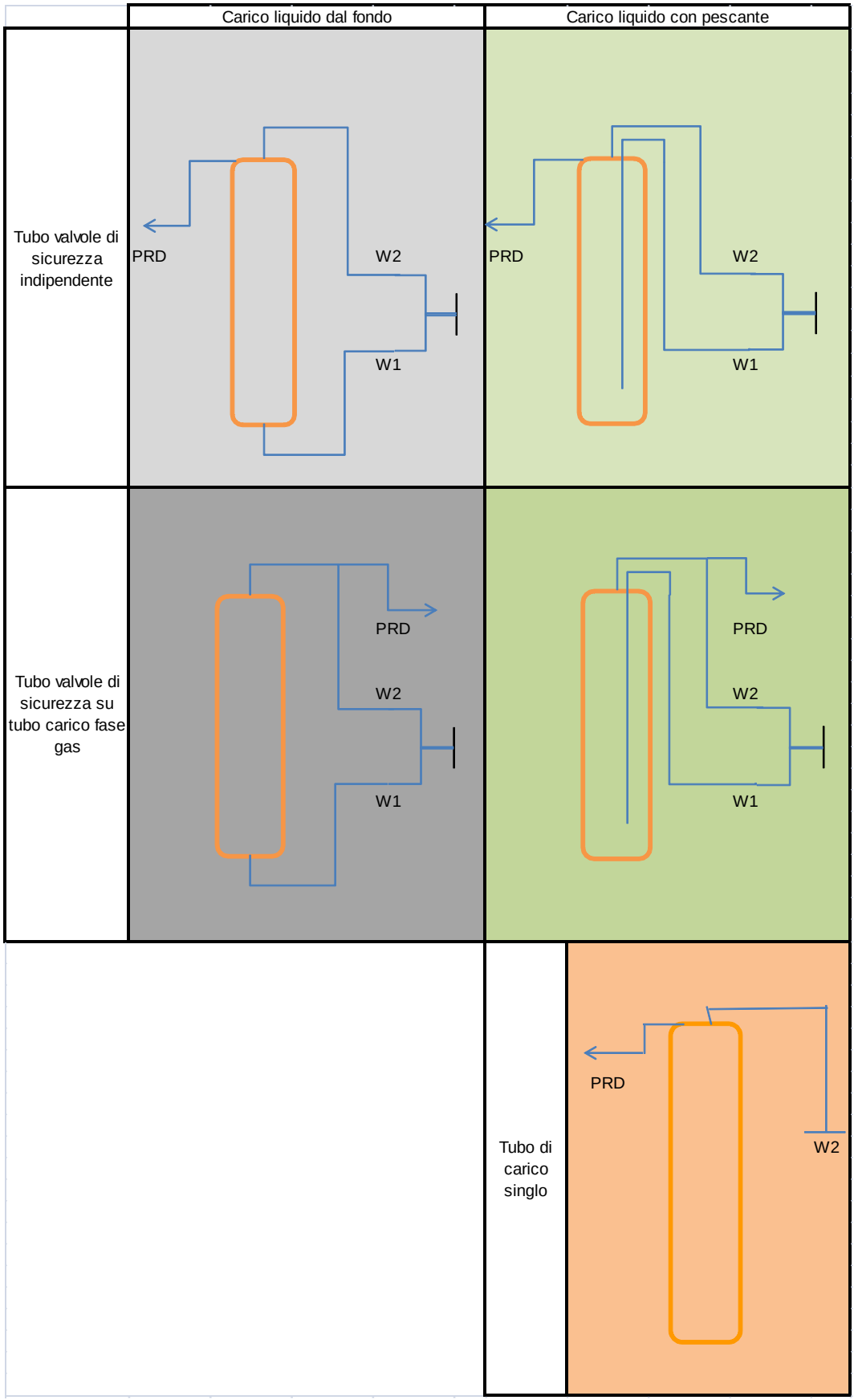


Figura 1. Configurazioni possibili per i circuiti considerati

Per quanto riguarda infine le geometrie, i serbatoi vengono divisi in classi omogenee in base al volume. Per ciascuna classe si definiscono parametri geometrici di default, che poi vengono sostituiti con i dati del serbatoio. Da un'analisi di sensitività si evince che i parametri più importanti, da inserire puntualmente sono le lunghezza e i diametri dei tubi di caricamento e dei circuiti di sicurezza.

2.2 Cisterne

Lo schema di principio delle cisterne è stato ipotizzato come identico.

Poiché non si dispone di mezzi dedicati a specifici serbatoi, è stato necessario fare un censimento delle pompe in dotazione alla flotta, per raccogliere le curve caratteristiche di ciascuna pompa e ricavarne l'inviluppo. Sono state così ricavate le curve caratteristiche di tre pompe ideali una per ciascuno dei tre liquidi travasati. Gli inviluppi sono riportati in Figura 2.

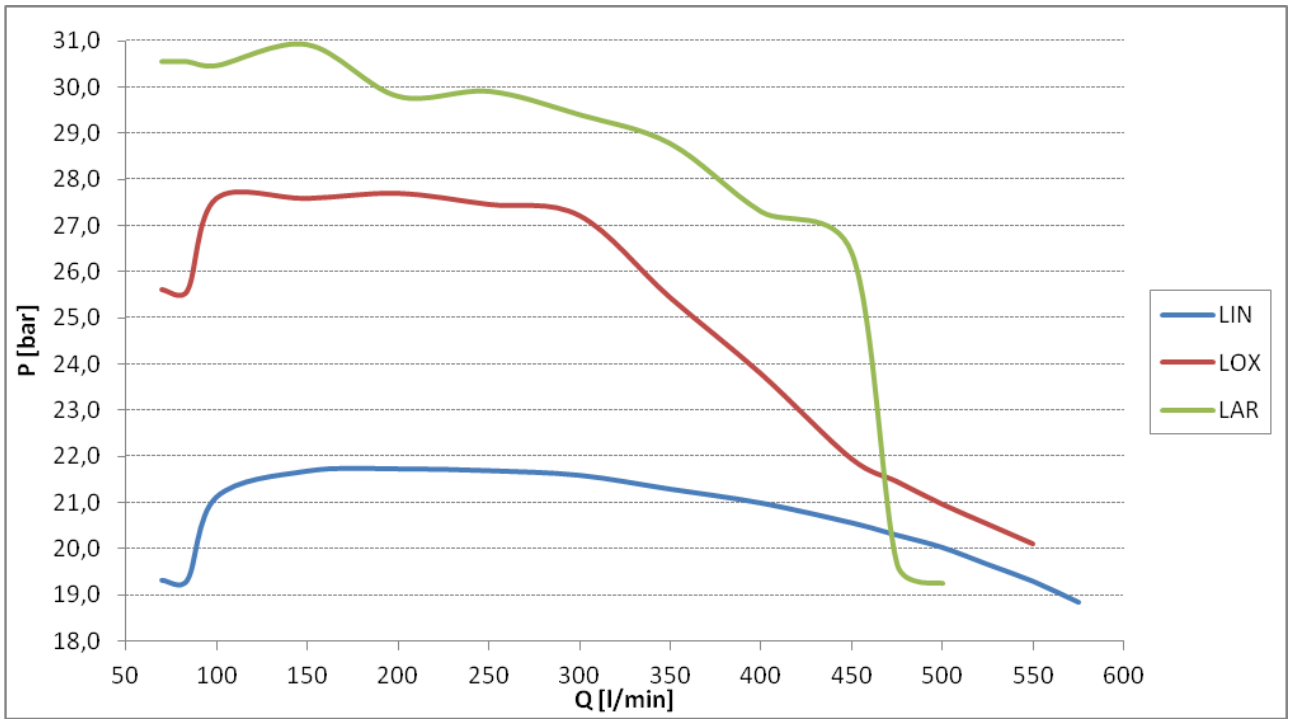


Figura 2. Pompe ideali

3. Modellazione

3.1 Calcolo delle perdite di carico

Per ogni circuito si determina uno schema di principio, si assegnano le dimensioni delle tubazioni e si determinano le caratteristiche idrauliche di tutti i componenti. Si fissa quindi una determinata portata e si calcolano le perdite di carico concentrate e distribuite. Le perdite di carico distribuite sono calcolate con la formula ricorsiva di Colebrook-White per moto turbolento.

3.2 Calcolo delle perdite di carico

Per le configurazioni che presentano sia il doppio tubo di caricamento (dall'alto e dal basso) è necessario ricordare che la portata che entra nel serbatoio si suddivide in modo

che la perdita totale di carico nei due tubi, funzione della portata transitante e delle caratteristiche del tubo, sia uguale.
Per la fase liquida, oltre alle perdite di carico concentrate e distribuite considerate per la fase gas, va calcolata la perdita di carico allo sbocco dovuta al battente di liquido presente all'interno del serbatoio, considerato sempre massimo in favore di sicurezza.
Con un calcolo ricorsivo è possibile trovare quindi la distribuzione delle portate.
Quando le perdite di carico si eguagliano a portata negativa nella fase liquida, dato che questa condizione non corrisponde ad una reale situazione fisica, si impone un vincolo di portata nulla sulla fase liquida e si sceglie come soluzione quella con portata sulla sola fase gas.

3.3 Costruzione delle curve caratteristiche

Si calcolano le resistenze idrauliche dei circuiti, che esprimono le perdite di carico in funzione della portata.
Si calcolano quindi le curve pressione-portata riferite al circuito di riempimento, al troppo pieno, ai circuiti di relief, ovvero quello della/e valvola/e di sicurezza e con e senza dischi di rottura aperti.
Si sottrae la portata del troppo pieno da quella dei circuiti di relief.

La curva del circuito di riempimento rappresenta anche la curva delle pressione all'interno del serbatoio essendo ricavata dalla curva della pompa a cui sono state sottratte le perdite di carico che si hanno in fase di riempimento.

Si calcolano quindi, tramite interpolazione, i punti di intersezione tra la curva del circuito di riempimento e le curve dei circuiti di relief (a seconda che la pressione raggiunta preveda o meno la rottura dei dischi).
Un risultato è mostrato in Figura 3:

- P_{fill}: curva caratteristica del circuito di riempimento
- P_{pump}: curva caratteristica della pompa
- P_{oep}: massima pressione ammissibile all'interno del serbatoio in condizioni di emergenza
- P_{psv}: curva caratteristica del circuito delle valvole di sicurezza
- P_{relief}: curva caratteristica del circuito delle valvole di sicurezza dopo la rottura dei dischi
-

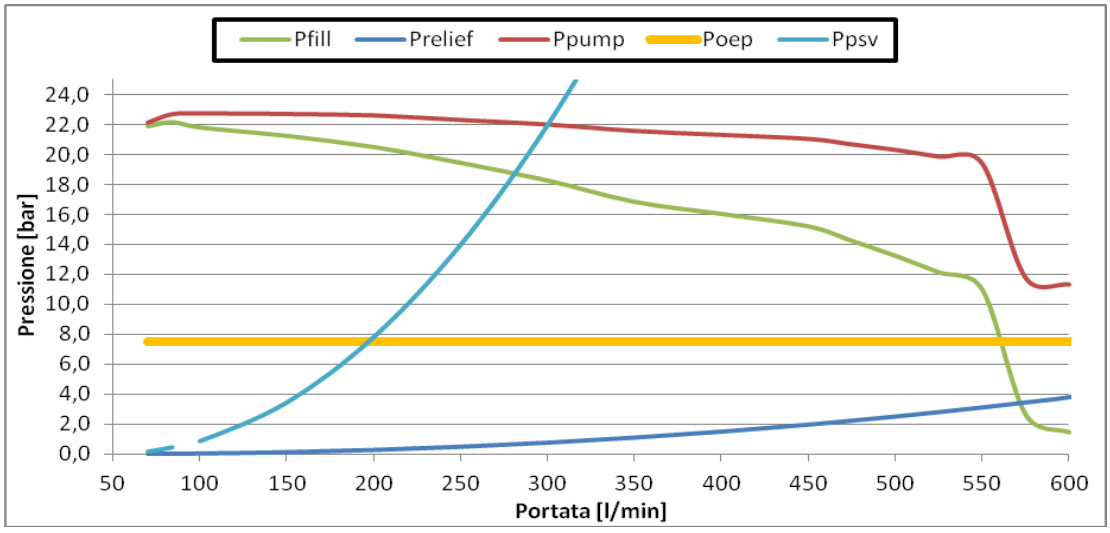


Figura 3. Curve caratteristiche dei vari circuiti

Se il punto di intersezione tra la curva P_{fill} e la curva P_{psv} è al di sotto della P_{oep} il serbatoio è protetto. Altrimenti di deve considerare l'intersezione tra la curva P_{fill} e la curva P_{reliev}: se l'intersezione tra le due curve è al di sotto della P_{oep} il serbatoio è protetto.
Se non c'è intersezione tra le curve sopra citate il serbatoio è comunque protetto: la portata necessaria ad ottenere l'equilibrio non è erogabile dalla pompa che si sovraccarica e si spegne.
Il serbatoio è invece a rischio e necessita di ulteriori barriere di sicurezza se l'intersezione tra la curva P_{fill} e la curva P_{reliev} è al di sopra della P_{oep}.

4. Analisi di sensitività

Nelle figure sottostanti sono riportati i grafici di sensibilità rispetto ai dati sulle lunghezze e i diametri delle tubazioni. Si può notare come un errore nella valutazione dei diametri influisca in maniera molto più significativa sul risultato rispetto ad un errore sulla determinazione delle lunghezze. Questo è dovuto al fatto che le perdite di carico sono funzioni lineari delle lunghezze e quadratiche del diametro delle tubazioni (vedi le Figure 4 e 5).

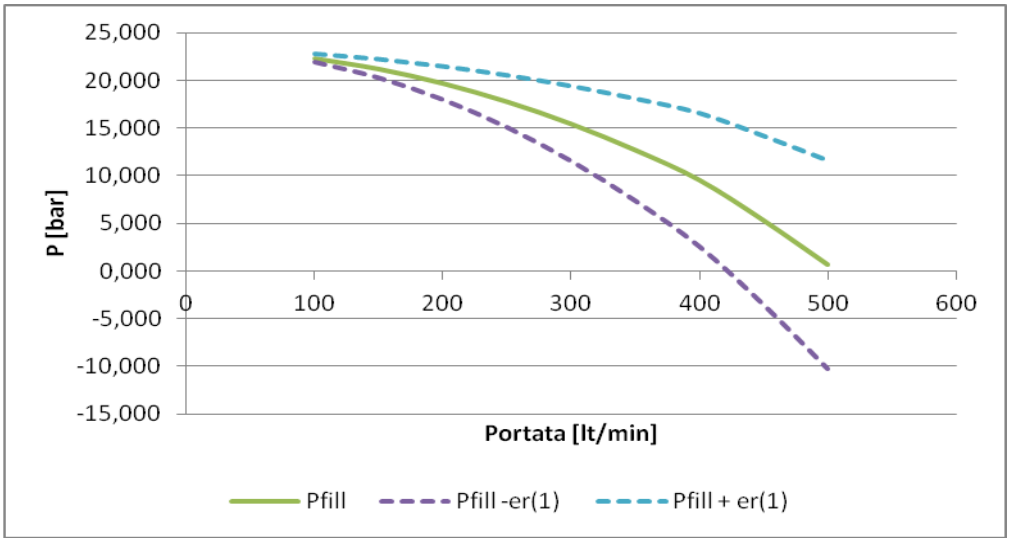


Figura 4. Influenza dell'errore sul diametro delle tubazioni

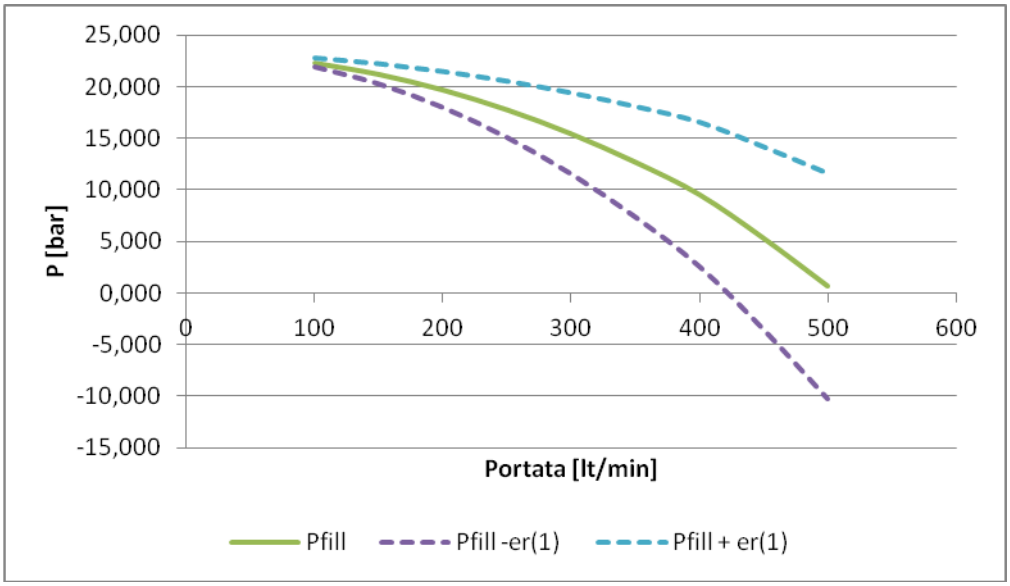


Figura 5. Influenza dell'errore sulla lunghezza delle tubazioni

5. Verifica sperimentale

Si è proceduto al riempimento di un serbatoio con MAWP di 30 bar, su cui in aggiunta alle valvole di sicurezza in dotazione, si è installata una valvola di sicurezza tarata a 15 bar.
Si è quindi proceduto al riempimento con valvole di carico completamente aperte fino al completo riempimento del serbatoio.
Durante tutta l'operazione si sono registrate la pressione del serbatoio e la portata della pompa.
Dall'analisi delle prove risulta:

- pressione di equilibrio con valvola di sicurezza FEMA aperta in liquido 18,06 bar con portata della pompa 142 l/min
- pressione di equilibrio con valvola di sicurezza HEROSE aperta in liquido 18,47 bar con portata della pompa 134 l/min

In Figura 6 è rappresentato il report prodotto dal foglio di calcolo utilizzando i dati valutati con le caratteristiche geometriche del serbatoio.

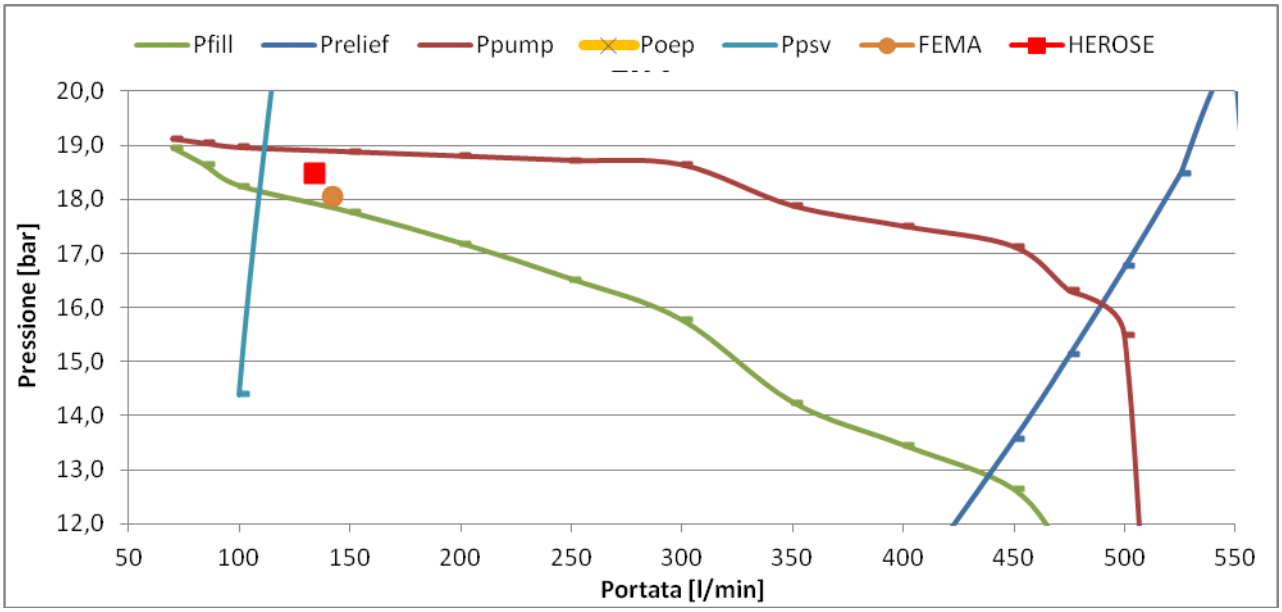


Figura 6. Influenza dell'errore sulla lunghezza delle tubazioni

Come si vede il metodo di calcolo sovrastima la pressione di equilibrio e sottostima la portata di equilibrio, fornendo comunque un risultato molto fedele rispetto alla situazione reale. Lo scostamento che si riscontra è inferiore al 5% per la pressione (grandezza più significativa) e inferiore al 20% per quanto riguarda la portata. Gli scostamenti sono in ogni caso conservativi e quindi a favore di sicurezza.
Tali risultati ci permettono di considerare conservativo ed affidabile il metodo di calcolo sviluppato.

6. Bibliografia

[1] EIGA Doc 168-11 Calculation Method for Analysis and Prevention of Overpressure during Refilling of Cryogenic Tanks with Rupture Disks

[2] API-RP-520-1

[3] EIGA Doc 151-08 prevention of excessive pressure during filling

Problematiche in occasione degli accertamenti nel settore GVR

F. Di Rocco*, F. Rossetti*

*Inail - UOT di Verona

1. Sommario

In questo approfondimento si tratterà il caso di un incidente avvenuto in una industria di lavorazione del metallo che ha portato a diversi traumatizzati e per uno di essi si è reso necessario l'intervento dell'ambulanza.

L'incidente è avvenuto per una sfortunata e imprevedibile casualità durante una verifica di messa in servizio di alcune attrezzature dell'impianto; se è vero che non era possibile prevedere ciò che ha direttamente causato l'incidente è anche vero che una diversa configurazione iniziale dell'impianto e/o una diversa procedura di messa in servizio avrebbero evitato diversi fattori di rischio tra cui la causa diretta dell'incidente.

Scopo di questo approfondimento è quello di fare una breve analisi del caso, seguita da un approfondimento sulla messa in servizio delle attrezzature in pressione in generale, per poi applicare i risultati dell'analisi al caso specifico; se utilizzando la soluzione ottenuta dall'analisi non sarà possibile l'evoluzione incidentale allora la procedura rappresenterà una alternativa migliorativa.

2. Introduzione

La periodicità delle verifiche sulle attrezzature in pressione, campo d'applicazione ed eventuali esclusioni, sono sancite dal D.M. 329/04; ogni Responsabile della Sicurezza conosce in anticipo le eventuali verifiche da effettuare e ciò che queste comportano, per questo può collaborare con il Responsabile dell'Impianto per configurare l'impianto in modo congeniale all'esecuzione delle verifiche del caso.

Nel terzo trimestre del 2016, dall'UOT di Verona, sono state effettuate una serie di verifiche di attrezzature in pressione su impianti di particolare pericolosità, sia per i fattori di rischio chimico e fisico del fluido, sia per la particolare configurazione dell'impianto.

Durante una delle verifiche si sono verificati alcuni infortuni di cui uno abbastanza grave a causa di una configurazione iniziale dell'impianto non congeniale a questo tipo di attività.

A seconda del tipo di impianto, dei fattori di rischio presenti, è possibile configurare l'impianto in modo tale da non intercorrere in eventi come quello descritto.

3. Descrizione degli impianti in cui è avvenuto l'incidente

3.1 Attrezzatura verificata: ruolo nel processo produttivo e di trasformazione del fluido

Le attrezzature sono installate in un circuito d'azoto in alta pressione il cui scopo è quello di fornire l'energia d'attivazione ad un azionamento pneumatico che ha la funzione di dispositivo di sicurezza per il processo produttivo.
La funzione delle attrezzature, 44 bombole in batterie di 3 e 4 da 50 l l'una a pressione di bollo di 360 bar, è quella di stoccare l'azoto compresso che si espanderà verso l'attuatore

dell'azionamento oleodinamico causando l'intervento della sicurezza e il blocco del processo; il gas si espanderà una volta attivato il sistema di sicurezza che aprirà le valvole che tengono vincolata l'aria compressa nella parte di circuito destinata allo stoccaggio.

3.2 Attrezzatura verificata: stato di usura e rilievi da effettuare

Il serbatoi di stoccaggio dell'azoto hanno circa 13 anni; non sono presenti segni d'usura visibili dall'esterno essendo in locale chiuso.
Le attrezzature devono essere verificate ai sensi dell'art. 4 del D.M. 329/04 secondo le specifiche dell'art. 6 e, vista l'età, viene richiesta preventivamente l'esecuzione della prova d'integrità (art. 12).

3.3 Fluidi contenuti: caratteristiche fisiche e chimiche e pericolosità per le persone

I serbatoi di stoccaggio sono installati in un locale chiuso con una sola apertura verso il capannone e sono inseriti nel circuito d'azoto (alta pressione):

- Chimicamente – inerte ma asfissiante per l'uomo
- Fisicamente – ad una pressione tra gli 80 e i 110 bar



Figura 1. Batteria di 3 bombole stessa marca e modello

4. Dinamica dell'incidente

4.1 Personale coinvolto

L'azienda coinvolta è ben strutturata con programmazione delle attività e divisione dei compiti. Il personale coinvolto nella verifica è esperto ed interno all'azienda:

- R.S.P.P. - sovraintende alla programmazione
- Assistente R.S.P.P. - programma attività e sovraintende operazioni
- Resp. Imp. - da parere vincolante sulle attività proposte
- Resp. Manut. - propone all'assistente RSPP le attività da eseguire
- Operatore - esegue le operazioni

Nonostante la preparazione e l'ottima organizzazione aziendale, la pianificazione della verifica ha causato uno stato d'agitazione ciò ha reso poco profittevole la fase di confronto

tra le parti; se è vero infatti che il personale era ed è molto esperto e ben formato è anche vero che:

- l'impianto è di dimensioni molto grandi
- l'anno di installazione è il 2002,
- la pressione di esercizio è di circa 100 bar ma le valvole sono a 180 bar
- le guarnizioni dei pistoni sono molto delicate e una perdita d'azoto nel circuito d'olio potrebbe compromettere tutto l'impianto

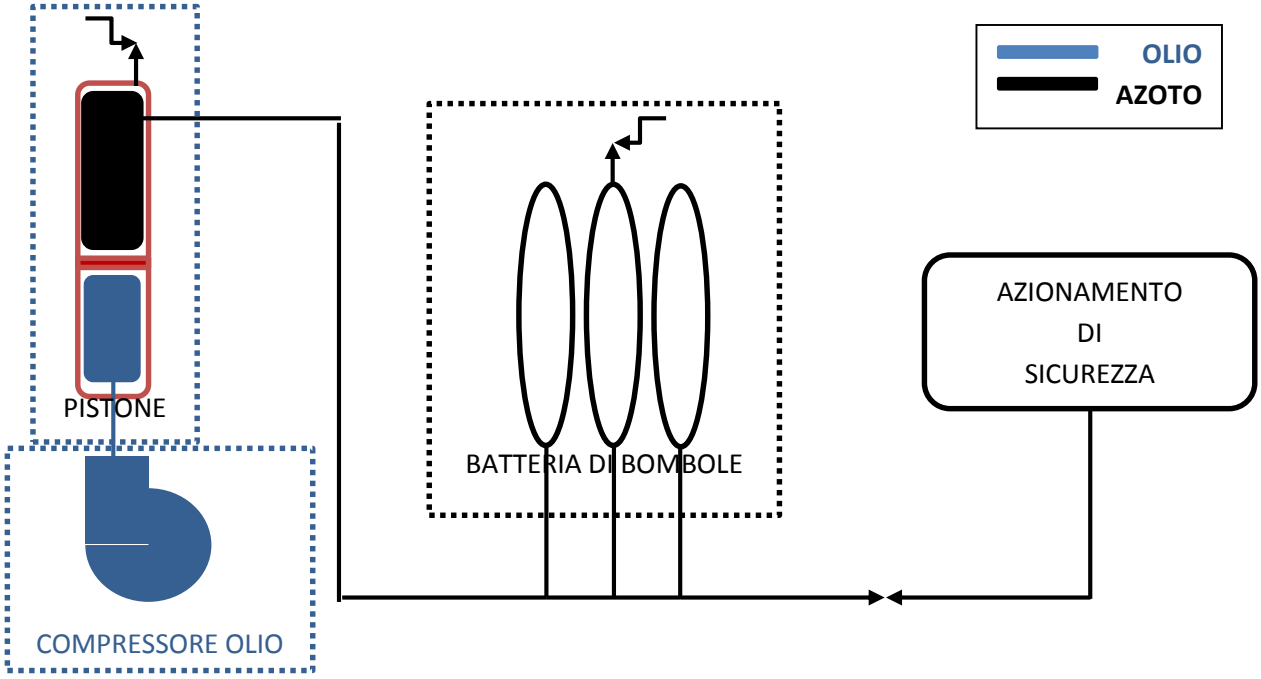


Figura 2. Schema funzionale dell'impianto

4.2 Procedure di verifica suggerite e messe in atto

Viste le verifiche obbligatorie da effettuare era necessario verificare la funzionalità dei dispositivi di sicurezza e l'integrità dei serbatoi; queste verifiche possono essere svolte in diversi modi:

- Integrità
  - Tramite ispezione delle membrature, ciò implica svuotamento e riempimento dell'attrezzatura
  - Prova pneumatica, riempendo l'attrezzatura con fluido ad una pressione superiore a quella di bollo (1,1 volte)
  - Prova idraulica, riempendo l'attrezzatura con acqua ad una pressione superiore a quella di bollo (1,125 volte)
  - Rilievi spessimetrici
- Funzionalità valvole di sicurezza
  - Tramite verifica taratura in esercizio, aumentando la pressione del circuito asservito fino alla pressione di intervento delle valvole
  - Tramite la constatazione dell'avvenuta taratura entro i limiti temporali stabiliti dal fabbricante e la constatazione dell'installazione del dispositivo di sicurezza secondo le istruzioni d'uso a corredo dello stesso, taratura eseguita tramite prova a banco
  - Tramite prova a banco, installando la valvola su un banco prova e sollecitandola a pressione di taratura

A fronte di un suggerimento di prova al banco delle valvole e verifica spessimetrica dei serbatoi, il Responsabile dell'Impianto ha optato per una verifica delle valvole di sicurezza in esercizio, sfruttando il fatto che la pressione di bollo inferiore delle attrezzature installate fosse di 210 bar (pistoni), utilizzando la procedura seguente:

i. un muletto carica un pacco bombole d'azoto vicino i serbatoi
ii. si collega una prima manichetta tra pacco bombole e impianto
iii. si collega una seconda manichetta tra VS da provare ed esterno
iv. si regola l'adduzione di gas nell'impianto fino all'intervento della VS
v. si ripetono i punti iii e iv fino alla fine dell'efficacia del pacco bombola
vi. si riprende dal punto i fino alla fine delle VS

4.3 Fenomenologia dell'incidente

L'incidente è avvenuto in locale semi chiuso con una sola apertura verso il capannone, i presenti coinvolti sono stati 4 di cui 2 traumatizzati ed 1 è stato portato in ambulanza al pronto soccorso con una prognosi di 2 settimane, nonostante i DPI utilizzati i risultati sarebbero potuti essere di gran lunga peggiori

i. In fase di intervento della valvola di sicurezza, causa intervento tardivo sia in apertura che in chiusura, il fermo della manichetta di evacuazione non ha tenuto
ii. la manichetta ha iniziato a muoversi ad altissima velocità e cambiando direzione in modo imprevedibile ed estremamente rapido,
iii. l'effetto di intontimento[1] dell'azoto si è avvertito quasi subito infatti il pensiero e i movimenti sono stati rallentati quasi da subito
iv. parte del personale presente, intontito dal gas, è stata colpito dalla parte finale della manichetta

NOTA 1
Da una stima approssimativa, ipotizzando che ¾ dello sfiato della bombola si siano diretti nel piano inferiore e che si siano subiti diffusi in modo omogeneo, anche se di fatto una volta saltato il fermo lo sfiato si è indirizzato direttamente sul personale, risulta che la percentuale d'ossigeno fosse inferiore al 19%, causa di un lieve deficit d'ossigeno da parte del cervello e quindi di un lieve rallentamento dei pensieri, diminuzione della lucidità e della propiocezione.

5. Soluzioni che minimizzano i rischi

5.1 Analisi a apriori: fattori di rischio nelle verifiche sulle attrezzature incidentate

5.1.1 I fattori di rischio associati ad un recipiente

- **fisici**
  - installazione in linea dove la ***pressione*** del fluido può superare quella di bollo di una o più attrezzature causa installazione attrezzature che variano la pressione direttamente o tramite processi (chimici, termici, ecc…)
  - installazione in linea dove la ***temperatura*** del fluido può superare quella di bollo di una o più attrezzature causa installazione attrezzature che variano la temperatura direttamente (generatori di calore) o tramite processo

  - installazione in linea dove la ***purezza*** del fluido è un parametro essenziale per motivi tecnologici delle attrezzature (rischi di corrosione o erosione) o per motivi funzionali di utilizzo (aria medica o fluido per cicli chimici ecc…)
- **chimici**
  - *danni alle persone* dovuti al fluido esercito o a prodotti di reazione
  - *danni alle cose* dovuti al fluido esercito o a possibili reazioni ambientali

5.1.2 Verifiche obbligatorie previste ai sensi del D.M. 329/04
Per attenuare il rischio introdotto dalle attrezzature si effettuano verifiche:

- **d'integrità**
  - ***rilievi spessimetrici***
  - tramite ***ispezione delle membrature***, ciò implica svuotamento e riempimento dell'attrezzatura
  - ***prova pneumatica***, riempendo l'attrezzatura con gas ad una pressione superiore a quella di bollo (1,1 volte)
  - ***prova idraulica***, riempendo l'attrezzatura con acqua ad una pressione superiore a quella di bollo (1,125 volte)

Tranne la spessimetrica, che richiede rilievi sull'attrezzatura, le altre richiedono la chiusura ermetica, per aprire l'attrezzatura o metterla in pressione, ciò comporta inevitabilmente un fermo lavorativo, la messa in pressione dell'impianto, oltre le pressioni nominali, introduce un pericolo frattura delle membrane.

- **di funzionalità**, ovvero dei dispositivi di sicurezza
  - tramite verifica d'***intervento in esercizio*** variando i parametri del circuito
  - tramite verifica su ***banco di prova***
  - tramite ***sostituzione con dispositivo di recente taratura***

L'intervento in esercizio può non essere possibile in quanto richiede la presenza di dispositivi e/o cicli di lavoro in grado di aumentare la pressione fino all'intervento; viceversa la prova al banco richiede la disinstallazione e quindi un fermo lavorativo così come la sostituzione con dispositivi recenti a meno che non si utilizzino cassette sotto-valvola con 3 vie così che si possa utilizzare a protezione dell'attrezzatura un dispositivo mentre si verifica o sostituisce l'altro.

5.2 Soluzioni di verifica: CASO GENERICO

Il *fattore di rischio* dell'attrezzatura, di qualunque natura sia, è strettamente legato a:

- Caratteristiche costruttive
- Caratteristiche di installazione
- Caratteristiche di esercizio

Le soluzioni adottate al momento dell'installazione, di seguito elencate per fattore di rischio, per l'abbassamento del rischio dovranno essere compatibili con le prove da effettuare in occasione delle verifiche periodiche (si veda 4.2).

5.2.1 Pressione
Nelle attrezzature, a volume costante, si tiene costretto un fluido che potrebbe invece, a pressione atmosferica e volume variabile, espandersi a causa di:

- aumento della massa del fluido in esercizio

- diminuzione della densità del fluido
    - per aumento di temperatura
    - per reazioni chimiche

L'aumento può essere scongiurato tramite dispositivi che abbassano la pressione:

I. arrestando la causa di aumento di pressione
II. svuotando l'attrezzatura
    A. fino al ripristino di una pressione opportuna
    B. completamente

Nel caso I si parla solitamente di *pressostati di blocco,* magari a comando di pompe di alimento o di altri regolatori, come la valvola d'adduzione del combustibile di un bruciatore di un generatore di vapore o la regolazione di una pompa di un'autoclave, che si occupino di estinguere a monte la causa di aumento di pressione; sono più che altro dispositivi di protezione senza requisiti di sicurezza intrinseca ed azione positiva richiesti altrimenti per essere definiti dispositivi di sicurezza. Nel caso di *verifiche funzionali* questi dispositivi devono essere provati, solitamente in esercizio, e si può eventualmente correggere la taratura con una certa facilità; per le *verifiche di integrità* si veda cap. 4.2.

Nel caso II abbiamo veri e propri dispositivi di sicurezza in quanto sfruttano l'energia dell'anomalia per intervenire senza interventi esterni, si tratta di:

A. *Valvole di Sicurezza*, che grazie ad una molla tenuta premuta, per mezzo di uno stelo, dal fluido a contatto con l'otturatore della valvola può intervenire all'occorrenza e poi disattivarsi esclusivamente al ripristino di una pressione accettabile del fluido. Possono trafilare, per questo sono convogliate verso l'esterno in caso di fluidi pericolosi. Per le verifiche si veda il cap. 4.2
B. *dischi di rottura,* sono delle membrane progettate a frattura prestabilita alla pressione voluta, una volta fratturate svuotano l'impianto; possono coadiuvare le VS a pressioni superiori a valle di un tre vie (si veda 4.2).

5.2.2 Temperatura

La relazione tra pressione e temperatura permette spesso di spostare il problema sulla pressione; spesso sono presenti dispositivi come i termostati di regolazione e blocco, ad uso funzionale e di protezione, o comunque dispositivi di intercettazione. Riguardo le verifiche, per le funzionali ogni tipo di dispositivo deve essere provato, per l'integrità, soprattutto se si parla di GV o attrezzature molto calde, l'ispezione può essere effettuata solo dopo diversi giorni per il raffreddamento.

5.2.3 Purezza

La purezza di un fluido è essenziale in molti tipi di impianti e può essere molto costoso riparare all'introduzione di impurità all'interno dell'impianto; in caso di *verifiche funzionali o di integrità* è opportuno utilizzare, per la sovrappressione, lo stesso tipo di fluido presente nell'attrezzatura, oppure utilizzare il sistema del 3 vie sottovalvola per i dispositivi di sicurezza, e le spessimetrie per le verifiche d'integrità

5.2.4 Danni alle persone

Che sia a causa della tossicità o del potere asfissiante è opportuno che il fluido rimanga separato dall'ambiente dove possono esserci operatori, per questo eventuali scarichi dei dispositivi di sicurezza devono essere convogliati all'aperto; le *verifiche funzionali* tramite prova o sostituzione sono laboriose a causa dei convogli, per questo molti preferiscono la prova in esercizio anche se dal punto di vista del rischio quest'ultimo sistema è però

peggiore, riguardo la *verifica d'integrità* è sicuramente da escludere l'ispezione vista la lunga letteratura di infausti eventi, viceversa la sovrappressione è negativa per le eventuali perdite per cui la spessimetria rimane l'alternativa migliore (sempre con i convogli all'esterno).

5.2.5 Danni alle cose

Alcuni fluidi risultano particolarmente pericolosi per la loro capacità di interagire violentemente con sostanze normalmente presenti nell'aria o nel luogo in cui è installata l'attrezzatura, spesso, ,per tenere sotto controllo eventuali perdite vengono utilizzati serbatoi provvisti di una camicia esterna che viene tenuta sotto controllo, ad una pressione superiore rispetto alle altre (a volte in depressione anche rispetto l'esterno), con uno o più pressostati di blocco si monitorano eventuali perdite; le *verifiche funzionali* richiedono la verifica del(/dei) pressostato(/i) e degli altri dispositivi di sicurezza, per ovvi motivi di rischio, anche se i convogli sono all'esterno, si utilizza la sostituzione dei dispositivi con dispositivi recenti oppure si utilizzano dei 3 vie sottovalvola per le prove, mentre si procede con la spessimetria per la *verifica dell'integrità.*

VERIFICHE FATTORI DI RISCHIO		INTEGRITA'			FUNZIONALITA'	
		Ispezioni membrature	Prova pneumatica o prova idraulica	Rilievi spessimetrici	Intervento in esercizio	Banco di prova o sostituzione con recente
FISICI	Pressione	NECESSARIO FERMO IMP.	NECESSARIO FERMO IMP.	OK	OK	NECESSARIO FERMO IMP. O 3 VIE PER SOSTITUZIONE
	Temperatura	NECESSARIO FERMO IMP. PER PIU' GIORNI	NECESSARIO FERMO IMP. SOVRAPRESSIONE CON STESSO FLUIDO O A TAMBIENTE	NECESSARIO CONVOGLIO EST. DEI DISPOSITIVI DI SICUREZZA	NECESSARIO CONVOGLIO EST. DEI DISPOSITIVI DI SICUREZZA	NECESSARIO FERMO IMP. O 3 VIE PER SOSTITUZIONE
	Purezza	RISCHIO IMMISSIONE IMPURITA'	NECESSARIO FERMO IMP. SOVRAPRESSIONE CON STESSO FLUIDO DI ESERCIZIO	OK	SOVRAPRESSIONE CON STESSO FLUIDO DI ESERCIZIO	NECESSARIO FERMO IMP. O 3 VIE PER SOSTITUZIONE
CHIMICI	Danni alle persone (tossico - asfissiante)	RISCHIO INCOLUMITA' DEL TECNICO	NECESSARIO FERMO IMP. E RILEVAZ. PERDITE	NECESSARIO CONVOGLIO EST. DEI DISPOSITIVI DI SICUREZZA E RILEVAZ. PERDITE	NECESSARIO CONVOGLIO EST. DEI DISPOSITIVI DI SICUREZZA E RILEVAZ. PERDITE	NECESSARIO FERMO IMP. O 3 VIE PER SOSTITUZIONE
	Danni alle cose (infiammabile – esplosivo)	NECESSARIO FERMO IMP.	RISCHIO INCOLUMITA' DEL PERSONALE	OK	RISCHIO INCOLUMITA' DEL PERSONALE	NECESSARIO FERMO IMP. O 3 VIE PER SOSTITUZIONE

Tabella 1. Casistica possibile trattata nel capitolo 5.2, in evidenza in grigio i *fattori di rischio* e le *verifiche* del caso in esame, in verde le procedure innocue se svolte secondo gli accorgimenti suggeriti, in giallo procedure che contengono un pericolo anche se di basso rischio, in rosso le rischiose

5.3 Analisi a posteriori: test delle soluzioni di verifica trovate

Se la prova di funzionamento fosse stata svolta effettuando le prove a banco non ci sarebbe stata alcuna manichetta di evacuazione a colpire il personale e alcuna perdita di azoto ad intontirlo rallentando l'eliminazione della minaccia e la fuga.
Se è vero che si sono prese tutte le precauzioni che il caso specifico richiede l'incidente si è ugualmente verificato, la scelta è ricaduta sulla soluzione ritenuta più economica.

Le soluzioni per la verifica di funzionalità:

- l'installazione di un sottovalvola con tre vie e di una seconda valvola per taratura
- la messa in pressione dell'impianto con adduzione dello stesso gas da bombole
- prova a banco della valvola di sicurezza dopo aver scaricato il serbatoio

A sostegno della non convenienza del metodo utilizzato, è opportuno ricordarsi che l'aumento di pressione del fluido di una bombola tramite erogazione gas da un'altra bombola, a parità di volume è funzione delle pressioni iniziali; volendo calcolare la Pf:

$P_{i\ erogatrice} - P_{f\ erogatrice} = P_{f\ ricevente} - P_{i\ ricevente}$
nel caso specifico $P_{i\ erogatrice}$ = 200 bar
A. $P_{i\ ricevente}$ = 0 bar (caso di scarico)
B. $P_{i\ ricevente}$ = 100 bar (prova in esercizio)

\ RICEVENTI EROGATRICI	**I**	**II**	**III**		**I**	**II**	**III**
I	150	125	112,5		**100**	**/**	**/**
II	175	150	131,25			**100**	**/**
III	**180**	172,5	151,88				**100**
IV		**180**	172,19				
V			**180**				

Tabella 2. Caricamento impianto da pacco bombole per intervento e per ricarica dopo prova su banco

La tabella 2 evidenzia la convenienza della prova a banco per P_{ese} modesta rispetto la P_{VS}
Caso per caso si potrebbe valutare la convenienza nel tempo dell'installazione della seconda VS rispetto alla spesa della ricarica per ogni periodica.

6. Conclusione

Osservando la tabella 1 e il caso specifico opportunamente evidenziato, si nota che la soluzione attuata, seppure con un livello di rischio superiore alla sua alternativa, non era scorretta, è stata scorretta la tecnica con cui è stata messa in atto e, più ancora, è stata scorretta la configurazione iniziale dell'impianto che non ha previsto ad esempio dei convogli esterni fissi a partire dalle valvole di sicurezza; in definitiva, in occasione di questa verifica sono state utilizzate soluzioni tampone amovibili (ossimetro tascabile e convoglio a manichetta) ma l'incidente ha rivelato la necessità di soluzioni definitive, anche per fare fronte alle verifiche periodiche, come l'installazione di un ossimetro fisso per piano e di sottovalvole con tre vie e doppia VS installata, soluzione nota alle verifiche sui serbatoi criogenici che condividono sulla tabella simili problematiche col caso.

L'analisi del rischio di incendio nella installazione dei serbatoi di GPL. Definizione di un programma di manutenzione in relazione allo stato di conservazione del recipiente

C. Piccolo*, J.Pardi**, G.Russo***, D. Salzano****, A. De Cristofaro*

*Inail - UOT di Avellino
**Energas S.p.A.
***Direzione Regionale VV.FF. Campania
****Workin'626 s.r.l.

Sommario

Lo studio, frutto della collaborazione tra INAIL UOT Certificazione, Verifica e Ricerca di Avellino, Direzione Regionale Vigili del Fuoco Campania ed ENERGAS S.p.A., prende spunto dalle esperienze operative dei vari soggetti e dalle statistiche relative ai casi di intervento dovuti a incidenti o quasi incidenti sui "*piccoli serbatoi*" di GPL utilizzati sia in ambito domestico che produttivo.
L'installazione e l'utilizzo di queste attrezzature nei contesti più diversificati, le difficoltà nel coordinamento tra i vari soggetti interessati, proprietario, installatori del serbatoio e del relativo impianto di adduzione all'utente finale, le possibili carenze nella gestione e manutenzione dell'impianto, comportano l'esistenza di rischi residui a valle dell'installazione del serbatoio e richiedono pertanto una maggiore attenzione sugli aspetti procedurali da rispettare sia in fase di installazione sia in fase di esercizio e manutenzione dell'impianto.
Lo studio propone una check-list contenente i principali aspetti da prendere in considerazione in fase di installazione e che evidenzia gli elementi critici da verificare costantemente durante il periodo di utilizzo dell'impianto.

1. Introduzione

Tra le attrezzature a pressione di maggior utilizzo e diffusione sul territorio vi sono ancora oggi i cosiddetti "*piccoli serbatoi per GPL*", ovvero i recipienti di capacità complessiva non superiore a 13 m^3 contenenti propano o miscele propano-butano, installati presso utenze private o insediamenti produttivi ed adibiti, rispettivamente, ad uso domestico (riscaldamento, cottura cibi, ecc.) o industriale (produzione di energia da utilizzare nel ciclo produttivo).
Inoltre, alla capillare diffusione di queste attrezzature si è accompagnata una certa difficoltà tecnico-organizzativa nell'eseguire le attività di manutenzione nel rigoroso rispetto della normativa vigente.
È necessario evidenziare che la maggior parte dei serbatoi sono concessi in comodato d'uso alle utenze finali, rimanendo quindi di proprietà delle ditte distributrici del gas che oltre a dover assicurare la corretta installazione del serbatoio, mantengono anche gli oneri di verifica della sicurezza e funzionalità degli impianti mediante le attività di controllo e manutenzione periodica.
È chiaro che le operazioni sopra citate, se effettuate da ditte carenti dal punto di vista tecnico-organizzativo, possono ingenerare importanti criticità da prendere in considerazione al fine di evitare l'accadimento di incidenti o quasi incidenti.

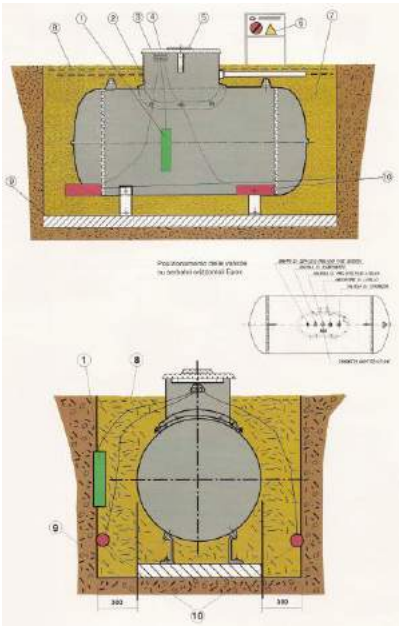


Figura 1. Serbatoio interrato

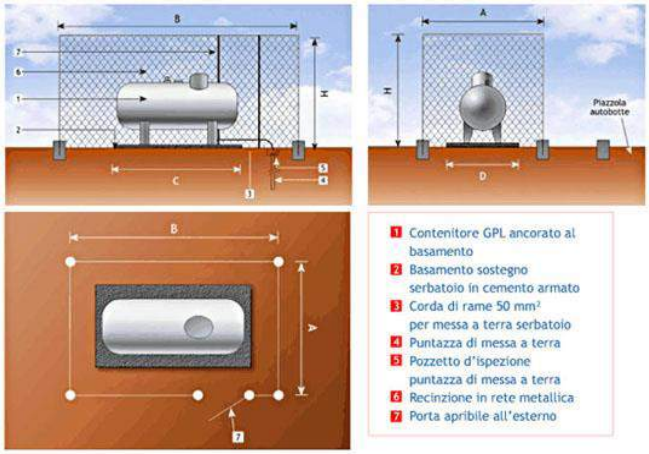


Figura 2. Serbatoio fuori terra

2. Gli adempimenti di prevenzione incendi relativi alla installazione ed alla manutenzione

L'installazione dei **serbatoi per GPL** con capienza inferiore ai 13 m^3 non richiede, ai sensi dell'art. 6 del DPR 380/2001, specifiche autorizzazioni amministrative. L'art. 17 del D.Lgs. 128 del 22 febbraio 2006 connota ai fini urbanistici l'installazione dei serbatoi di GPL come "edilizia libera" e pertanto soggetta alla sola comunicazione. Tuttavia, anche in assenza di una regolamentazione autorizzativa da un punto di vista del rispetto delle norme edilizie ed urbanistiche, l'installazione dei serbatoi per GPL è soggetta invece a specifiche normative antincendio che prevedono minuziose prescrizioni in materia di distanze.

Le particolari precauzioni prescritte dalla normativa antincendio sono suggerite dal fatto che il GPL, stoccato ad una pressione di esercizio variabile tra i 2 e gli 8 bar, è estremamente infiammabile ed un suo rilascio accidentale può esporre le persone, le attività e le opere presenti nelle vicinanze del serbatoio non solo al rischio di incendio ma anche di esplosione. Ai fini della prevenzione di tali eventi trovano applicazione lo specifico **DM 14 maggio 2004** "*Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità*

complessiva non superiore a 13 m^3*"* (come modificato dal **DM 14 marzo 2014)**, nonché nelle complessità di tutte le attività di prevenzione incendi il **DPR 1 agosto 2011**, **n. 151**.
Da tutto ciò deriva un regime delle **distanze** che, in relazione ai singoli oggetti o strutture che possano sorgere nelle vicinanze di un serbatoio, risulta dallo schema sottostante:

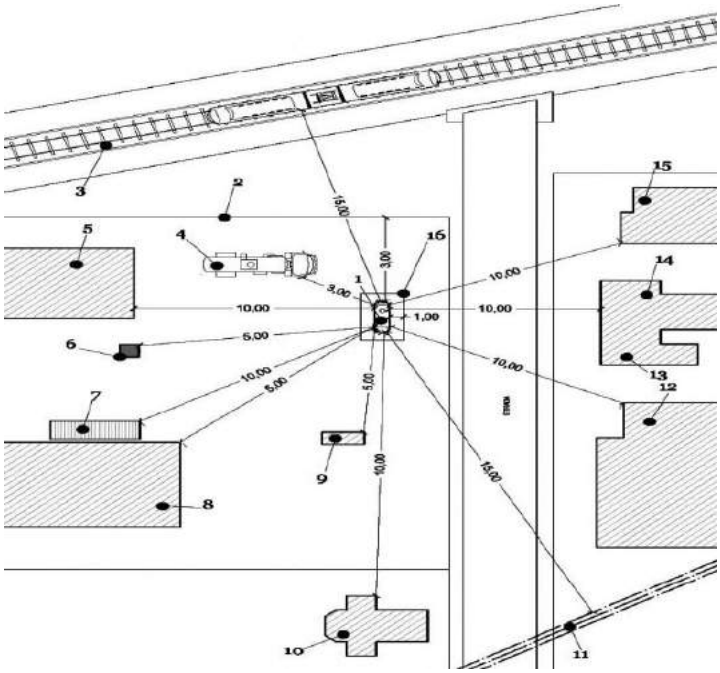


Figura 3. Distanze da mantenere da un serbatoio GPL

Legenda: 1 = serbatoio; 2 = confine di proprietà; 3 = linea ferroviaria tramvia; 4 = autobotte; 5 = palazzo uffici; 6 = apertura di fogna o cunicolo chiuso; 7 = intercapedine; 8 = fabbricato industriale; deposito infiammabile; 10 = luogo di culto; 11 = elettrodotto; 12 = fabbricato con locali anche in parte destinati a esercizio pubblico; 13 = cinema; 14 = albergo; 15 = scuola; 16 = recinzione protettiva

Per effetto poi della già citata applicabilità del DPR 151/2011, vige la seguente classificazione dei serbatoi in base alle loro dimensioni:

Attività	*Sottoclasse*	*Categoria DPR*	*DESCRIZIONE ATTIVITÀ*	*DESCRIZIONE SOTTOCLASSE*
4	1	B	Depositi di gas infiammabili in serbatoi fissi: a) compressi per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 0,75 m^3	Fino a 2 m^3
	2	C	Depositi di gas infiammabili in serbatoi fissi: a) compressi per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 0,75 m^3	Oltre i 2 m^3
	3	A	Depositi di gas infiammabili in serbatoi fissi: b) disciolti o liquefatti per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 0,3 m^3	Depositi di GPL fino a 5 m^3
	4	B	Depositi di gas infiammabili in serbatoi fissi: b) disciolti o liquefatti per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 0,3 m^3	Depositi di gas diversi dal GPL fino a 5 m^3
	5	B	Depositi di gas infiammabili in serbatoi fissi: b) disciolti o liquefatti per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 0,3 m^3	Depositi di GPL da 5 m^3 fino a 13 m^3
	6	C	Depositi di gas infiammabili in serbatoi fissi: b) disciolti o liquefatti per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 0,3 m^3	Depositi di gas diversi dal GPL oltre i 5 m^3
	7	C	Depositi di gas infiammabili in serbatoi fissi: b) disciolti o liquefatti per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 0,3 m^3	Depositi di GPL oltre i 13 m^3

Figura 4. Classificazione DPR 151/2011 – Depositi gas infiammabili

Con l'entrata in vigore il 7 ottobre 2011 del nuovo regolamento di prevenzione incendi di cui al D.P.R. 1° agosto 2011, n. 151, i "depositi di GPL" sono ricompresi al punto 4B dell'Allegato I al Decreto, come di seguito riportato

N.	ATTIVITÀ	CATEGORIA		
		A	B	C
4B	Depositi di gas infiammabili in serbatoi fissi:(3) b) disciolti o liquefatti per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 0,3 m^3	*Depositi di GPL fino a 5 m^3*	*Depositi di gas diversi dal GPL fino a 5 m^3, Depositi di GPL da 5 m^3 fino a 13 m^3*	*Depositi di gas diversi dal GPL oltre i 5 m^3, Depositi di GPL oltre i 13 m^3*

Figura 5. Classificazione DPR 151/2011 – Depositi di gas GPL

In aggiunta a ciò vanno ricordate norme particolari, come ad esempio la disposizione che consente di dimezzare le distanze minime da osservare per i serbatoi fino a 5 m^3 qualora si proceda al loro integrale interramento.
Da non dimenticare poi gli obblighi inerenti impermeabilizzazione e sfiato, così come la norma che impone di posizionare l'attacco per il rifornimento sempre all'esterno del pozzetto di accesso.
Relativamente alla manutenzione si riporta quanto previsto dal comma 4 dell'art. 10 del Decreto Legislativo 11 febbraio 1998 n. 32, come modificato dall' art. 5 del D.Lgs. 8 settembre 1999, n. 346, che prevede che le aziende distributrici di GPL assicurino i servizi di installazione e di manutenzione riforniti, rilasciando apposita certificazione ai sensi della legge 5 marzo 1990, n. 46 (attuale Decreto Ministeriale n. 37 del 22 gennaio 2008).

FAC-SIMILE di CERTIFICAZIONE DI MANUTENZIONE

Ai sensi del D.Lgs 11 febbraio 1998, n. 32 – art. 10, comma 4

Visita del ...../...../.....

(data dell'ultima certificazione ...../...../ .....

SERBATOIO PER GPL INSTALLATO PRESSO L'UTENTE:

Cognome . . . . . .nome . . . . . .

Via. . . . . Comune . . . . . .Prov. . . . .

Serbatoio per GPL – n° matricola	Costruttore	Capacità m^3

TIPO DI SERBATOIO E MODALITA' DI INSTALLAZIONE:

a) serbatoio orizzontale, installato fuori terra ☐
b) serbatoio verticale, installato fuori terra ☐
c) serbatoio orizzontale, installato entroterra in cassa di contenimento ☐
d) serbatoio verticale, in contenitore di PE installato entroterra ☐
e) serbatoio orizzontale, in contenitore di PE installato entroterra ☐
f) serbatoio orizzontale, con rivestimento epossidico e protezione catodica ☐
g) serbatoio verticale, con rivestimento epossidico e protezione catodica ☐
h) serbatoio ☐

Premesso che
- il serbatoio è stato sottoposto ad esame visivo,
- gli accessori di sicurezza e di controllo sono protetti dagli agenti atmosferici e risultano manutenuti e controllati secondo le normative tecniche di riferimento vigenti;
- i controlli sul serbatoio, sui suoi accessori di sicurezza e sui relativi sistemi di protezione previsti dalle normative tecniche di riferimento vigenti sono stati effettuati con esito positivo,

SI CERTIFICA

il regolare stato di conservazione del serbatoio e dei suoi accessori di sicurezza.

Firma dell'addetto
(timbro e firma leggibile[1])

.....

Figura 6. Fac-simile di certificazione di manutenzione

3. Le tipologie di installazione e le caratteristiche dei serbatoi [2]

Le caratteristiche dei serbatoi e le tipologie di installazione sono elementi da prendere in considerazione nell' analisi dei fattori di rischio di incendio e nelle modalità di esecuzione della manutenzione.
Nei paragrafi precedenti si è presa in esame la certificazione relativa alla installazione e alla manutenzione. Nel presente paragrafo si prendono invece in considerazione le modalità e le tipologie di installazione a valle della regolamentazione vigente in materia, riportando alcune utili definizioni.
In funzione della **tipologia di installazione** i serbatoi, a seconda delle caratteristiche costruttive, possono essere installati fuori terra, interrati o ricoperti. In tutti i casi essi devono essere ancorati e/o zavorrati, per evitare spostamenti durante il riempimento e l'esercizio e per resistere ad eventuali spinte idrostatiche. Quando i serbatoi sono installati a meno di 3 m da aree transitabili da veicoli, deve essere realizzata una idonea difesa fissa atta ad impedire urti accidentali contro i serbatoi fuori terra o il transito di veicoli sull'area di interro dei serbatoi. Questa protezione deve essere posta a distanza di almeno 1 m dal perimetro in pianta del serbatoio. Nel caso la difesa sia costituita semplicemente da un cordolo, anche discontinuo, questo deve avere altezza minima di 0,2 m e distanza minima dal serbatoio non inferiore a 1,5 m.
Serbatoio fisso: recipiente a pressione destinato al contenimento di gas di petrolio liquefatto, stabilmente installato sul terreno e stabilmente collegato all'impianto di distribuzione.
Serbatoio fuori terra: i serbatoi da installarsi fuori terra devono essere specificamente previsti per tale tipo di impiego. Gli accessori devono essere accessibili da parte dell'operatore.
Serbatoio da interro (serbatoio interrato oppure ricoperto): serbatoio fisso specificamente previsto per l'installazione interrata, sia collocato totalmente sotto il piano di campagna (interrato), sia collocato sopra il piano di campagna totalmente o parzialmente (ricoperto). I serbatoi destinati all'interro devono essere specificamente previsti per questo tipo di impiego e devono essere installati in conformità alle tipologie di interro previste dalle norme che regolano i serbatoi di G.P.L. con capacità fino a 13 m^3.
Serbatoio ricertificato: serbatoio fisso che a seguito di opportuni interventi di riparazione e/o modifica è destinato ad essere reimpiegato secondo la tipologia di installazione originaria o con tipologia diversa.

Di norma tutti gli accessori a pressione e gli accessori di sicurezza sono raggruppati all'interno di un pozzetto, protetto da apposito coperchio, chiudibile a chiave e realizzato in modo da evitare *il ristagno* di acqua nel pozzetto medesimo. Il pozzetto ed il coperchio, se metallici, devono avere continuità elettrica con il serbatoio stesso. Il collegamento equipotenziale del serbatoio con l'autocisterna deve essere effettuabile all'esterno del pozzetto e deve essere facilmente accessibile.
Relativamente alla fabbricazione e immissione sul mercato dei piccoli serbatoi per GPL possono presentarsi i seguenti casi [1]:

- Serbatoi fabbricati in accordo alla vecchia normativa nazionale, collaudati ex ISPESL, che potevano essere commercializzati fino alla data del 29/05/2002 ed essere messi in servizio anche dopo tale data.
- Serbatoi fabbricati in accordo alla Direttiva PED e marcati CE come attrezzature a pressione.
- Serbatoi fabbricati in accordo alla Direttiva PED e marcati CE come insiemi con i relativi accessori a corredo (accessori a pressione ed accessori di sicurezza).
- Serbatoi fabbricati in accordo alla vecchia normativa nazionale collaudati ex ISPESL, ricertificati in accordo alla Direttiva PED (tramite Organismi Notificati) e marcati CE

come insiemi con i relativi accessori a corredo (accessori a pressione ed accessori di sicurezza).

4. Accessori, vaporizzatori e tubazioni

Relativamente agli accessori, specifico paragrafo è inserito nella norma tecnica allegata al DM 14 maggio 2004, ai vaporizzatori ed alle tubazioni di collegamento.

4.1 Accessori

a. Ciascun serbatoio, oltre agli accessori prescritti per le attrezzature a pressione, deve essere dotato dei seguenti accessori, indispensabili per il normale servizio cui è destinato:
   - sottovalvola che consenta di sostituire la valvola di sicurezza o limitatrice di sovrappressione senza richiedere lo svuotamento del serbatoio;
   - organi per la rimozione della fase liquida in caso di dismissione, manutenzione o emergenza; questi dispositivi sono richiesti se non già previsti per esigenze operative;
   - attacco per la pinza di collegamento equipotenziale con l'autocisterna durante il riempimento.
b. Gli accessori in dotazione al serbatoio possono anche essere raggruppati in modo da formare uno o più gruppi che assolvano a diverse funzioni.

4.2 Vaporizzatori, scambiatori termici e regolatori di pressione

a. I vaporizzatori possono essere installati in prossimità dei serbatoi.
b. Gli scambiatori termici possono essere installati all'interno dei serbatoi.
c. I vaporizzatori e gli scambiatori termici possono essere alimentati con energia elettrica o con fluido caldo prodotto da generatore. Se alimentati con energia elettrica, devono essere in esecuzione a sicurezza adeguata alla zona di installazione; se alimentati con fluido caldo prodotto da generatore, quest'ultimo deve essere posto alla distanza di sicurezza prevista al punto 7 titolo II dell’allegato al DM 14 maggio 2004.
d. Per l'adduzione del G.P.L. agli impianti di utilizzazione è necessario disporre a valle dei serbatoi e/o dei vaporizzatori apparecchi di regolazione della pressione. Questi dispositivi devono ridurre e regolare la pressione del G.P.L. ai valori di utilizzo, secondo quanto specificato dalla normativa che fissa i criteri di costruzione dei regolatori e degli impianti di distribuzione.

4.3 Tubazioni per G.P.L. in fase liquida

a. Le tubazioni devono essere realizzate con materiali compatibili con il G.P.L.; esse possono essere installate sia fuori terra, sia interrate, sia in cunicolo.
b. Le tubazioni fuori terra devono essere disposte su appositi sostegni, devono essere ancorate e devono essere protette da eventuali urti, anche con cordoli o altri sistemi adeguati.
c. I tratti di tubazioni interrati devono essere protetti da incamiciatura che garantisca una per-fetta tenuta e sia provvista di sfiato costituito da tubo alto almeno 2,5 m sul piano di calpestio, con parte terminale tagliafiamma.
d. Le giunzioni delle linee interrate, se realizzate con flange, devono essere alloggiate in pozzetti aventi caratteristiche costruttive analoghe a quelle previste per i cunicoli.
e. I cunicoli destinati a contenere tubazioni rigide di adduzione G.P.L. in fase liquida devono essere:

- internamente rivestiti con malta cementizia o con materiali che ne assicurino una equivalente impermeabilità;
- riempiti con sabbia;
- muniti di copertura resistente alle sollecitazioni del traffico sovrastante;
- ispezionabili in corrispondenza di eventuali valvole o accoppiamenti flangiati.

4.4 Tubazioni flessibili per il riempimento

Le tubazioni flessibili, in dotazione all'autocisterna, da utilizzarsi per il riempimento devono:

a. essere munite di raccordi rapidi realizzati in materiali antiscintilla;
b. essere corredate alle due estremità di valvole di eccesso di flusso o di ritegno orientate in maniera tale da intercettare, nel caso di rottura, fuoriuscite di gas sia dal lato autocisterna sia dal lato serbatoio;
c. avere l'estremità di attacco al serbatoio munita di un organo di intercettazione manuale, a chiusura rapida, provvisto di raccordo di bloccaggio utilizzabile in caso di inceppamento della valvola di riempimento posta sul serbatoio.

5. Modalità di manutenzione

Il grado di sicurezza dei serbatoi di GPL è funzione della periodicità dei controlli e della loro regolare manutenzione. Di norma tali attrezzature beneficiano dell'esonero dalle verifiche periodiche di funzionamento a fronte dell'impegno della ditta fornitrice del gas a:

- proteggere gli accessori di sicurezza e di controllo dagli agenti atmosferici;
- effettuare in occasione del riempimento e comunque con scadenza non superiore all'anno, il controllo dello stato di conservazione della superficie protettiva esterna del recipiente e della funzionalità degli accessori;
- sostituire, almeno ogni due anni, la valvola di sicurezza con altra previamente tarata al banco in presenza dell'INAIL.
- annotare le suddette operazioni su apposito registro firmato dal responsabile della ditta, in cui dovranno essere indicate, oltre che le date di effettuazione, anche il numero di identificazione della valvola di sicurezza sostituita.

Per i **serbatoi asserviti a processi produttivi** la periodicità delle verifiche è specificatamente prevista dall'Allegato VII del D. Lgs. 81/08 secondo le modalità del DM 11 aprile 2011.
Per i **serbatoi non asserviti a processi produttivi** (ad esempio i serbatoi per impiego domestico), secondo quanto specificatamente previsto dalla Circolare n. 23 del 13 agosto 2012 del Ministero del Lavoro, la periodicità e le modalità operative sono quelle indicate dal DM 01.12.2004 n. 329 nonché dai D.M. 29.02.1988, il D.M. 23.09.2004 e dal D.M. 17.01.2005, nei casi previsti dai rispettivi ambiti di applicazione.

L'attività di manutenzione dei serbatoi dovrà essere condotta, inoltre, anche ai sensi del Decreto Ministeriale 37/08 (ex Legge 46/90), e quindi secondo la regola dell'arte, in ossequio a quanto specificamente previsto dal comma 4 dell'Art. 10 del D. Lgs. n. 32/98, con relativo rilascio di apposita certificazione.
Di seguito si riporta un fac-simile del certificato di manutenzione di un serbatoio, contenente anche la lista degli elementi da controllare, verificandone lo stato "a vista" o appurandone il corretto funzionamento.

EnerGas

pag. 1/2

progr. /……../……..

VERIFICA DI EFFICIENZA E FUNZIONALITÀ DELL'IMPIANTO
(ai sensi del d.lgs. n. 32/98 – art. 10 comma, 4)
VERBALE DI CONSTATAZIONE

Il sottoscritto (1) …… , in qualità di (2) …… In possesso di dei requisiti previsti dall'azienda ed avendo partecipato a specifico corso di formazione,

DICHIARA

che in data ……/……/…… ha eseguito una verifica all'impianto di deposito GPL installato presso ……

costituito da :
- n. 1 serbatoio da …… m^3 (ovvero (3) ……) ;
- fabbricante…… ; tipo (4) …… ; n. fabb. …… ;
- estremi di omologazione …… ;
- modalità di posa (5) …… ;
- impianto di adduzione gas costituito da (6)

La verifica è stata condotta sui dispositivi ed apparecchiature indicati alla pag. 2 del presente verbale con l'esito ivi indicato significando che, l'efficienza e la funzionalità dell'impianto è ritenuta :

- ☐CONFORME ALLE SPECIFICHE D'IMPIANTO ;
- ☐NON CONFORME ALLE SPECIFICHE D'IMPIANTO MA ESERCIBILE CON LE AVVERTENZE RIPORTATE NELLE NOTE DI PAG. 2 ;
- ☐NON CONFORME ALLE SPECIFICHE D IMPIANTO E NON ESERCIBILE NECESSITANDO

NOTE :

1. Indicare cognome e nome
2. Indicare la qualifica
3. Specificare il caso di installazione di più serbatoi
4. Specificare l'eventuale denominazione tipologica
5. Specificare il tipo di posa (fuori terra, interrato in cassa di contenimento, interrato con protezione catodica, interrato in guscio di polietilene.
6. Indicare i componenti essenziali dell'impianto

……li …../……/……

Il Verificatore

_____

P.R. L'utente

……..

Figura 7. Modello ENERGAS – Verifica efficienza e funzionalità dell'impianto

EnerGas

pag. 2/2

progr. ……/……../……..

VERIFICA DI EFFICIENZA E FUNZIONALITÀ DELL'IMPIANTO
(ai sensi del d.lgs. n. 32/98 – art. 10 comma, 4)
VERBALE DELLA VERIFICA

VERIFICHE EFFETTUATE	SI	IDONEITÀ'	NO
Controllo visivo esterno della superficie del serbatoio (solo F.T.)	☐		☐
Controllo della copertura (solo interrati in cassa di contenimento)	☐		☐
Controllo ancoraggio serbatoio (solo F.T.)	☐		☐
Controllo visivo aree circostanti il serbatoio	☐		☐
Controllo recinzione e protezione dal transito veicolare (ove prevista)	☐		☐
Controllo visivo esterno tubazione in fase liquida (eventuale)	☐		☐
Controllo tenuta accoppiamenti con soluzione tensioattiva	☐		☐
Controllo validità valvola di sicurezza	☐		☐
Controllo della regolarità delle verifiche periodiche di riqualificazione	☐		☐
Controllo efficienza del manometro	☐		☐
Controllo efficienza dell'indicatore continuo di livello	☐		☐
Controllo indicatore fisso di massimo livello	☐		☐
Controllo attacco per pinza di messa a terra dell'ATB	☐		☐
Controllo visivo dell'efficienza del vaporizzatore (eventuale)	☐		☐
Controllo delimitazione area d'interro (solo per serbatoi interrati)	☐		☐
Controllo della integrità del pozzetto accessori e del coperchio	☐		☐
Controllo integrità giunto dielettrico (solo per serb. Inter. con P.C.)	☐		☐
Controllo collegamenti ed efficienza del sistema di protezione catodica	☐		☐
Controllo intercapedine per serbatoi interrati in guscio di polietilene	☐		☐
Controllo estintori e segnaletica di sicurezza	☐		☐
Altro (specificare) ……	☐		☐
Altro (specificare) ……	☐		☐

NOTE : _____

……li …../……/……

Il Verificatore

_____

P.R. L'utente

……..

Figura 8. Modello ENERGAS – Verbale di verifica



Figura 9. Tipologia di installazione – Serbatoio ENERGAS



Figura 10. Segnaletica di sicurezza

6. Criticità e conclusioni

La corretta esecuzione delle attività di installazione e manutenzione dei serbatoi GPL, in ossequio alle norme tecniche e di prevenzione incendi, costituisce elemento fondamentale per garantire elevati standard di sicurezza durante l'esercizio di tali attrezzature, al servizio delle utenze domestiche ed industriali.
È necessario mantenere alto il livello di formazione ed addestramento degli addetti alle installazioni ed alle manutenzioni, siano essi manutentori o addetti al rifornimento, soprattutto se dipendenti di ditte terze incaricate dalle aziende distributrici.
Altro fattore essenziale è garantire un livello altrettanto elevato di attenzione per ciò che riguarda le installazioni e le manutenzioni degli impianti di collegamento tra il serbatoio e l'utenza finale, spesso affidate a ditte selezionate direttamente da tale utenza.
In tale ottica è auspicabile garantire una interfaccia costante tra tali ditte e le aziende distributrici del GPL, o le ditte da esse incaricate alla manutenzione del serbatoio.

7. Bibliografia

[1] Cannerozzi De Grazia M. Normative di costruzione ed esercizio per i depositi di GPL fino a 13 m^3 e problematiche procedurali d'installazione. Atti SAFAP 2008, Cagliari 12 e 13 giugno 2008.

[2] D.M. 14 Maggio 2004 Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 13 m^3.

[3] Procedure operative ENERGAS – SGS Edizione Aprile 2016.

Gestione della sicurezza in un impianto a ciclo continuo costituito da cinque autoclavi funzionanti in parallelo utilizzate per la sterilizzazione di prodotti alimentari in contenitori di poliaccoppiato

P. Addonizio*, G. M. Calabrese**, G. Liloia**

*Inail - UOT di Napoli
**La Doria S.p.A.

Sommario

La normativa sulle attrezzature o insiemi a pressione, negli anni, ha subito molti cambiamenti dovuti alla necessità di garantire la sicurezza negli ambienti di lavoro; questa necessità impone al Fabbricante di effettuare una valutazione dei rischi in accordo ai disposti della Direttiva europea 97/23/CE recepita in Italia dal Decreto Legislativo 25/02/2000 n.93. Il Fabbricante, all'atto dell'immissione sul mercato di un'attrezzatura o insieme a pressione, è obbligato a dichiarare di aver rispettato i requisiti essenziali di sicurezza disposti dall'Allegato I della Direttiva europea 97/23/CE. I requisiti essenziali di sicurezza sono vincolanti, pertanto il Fabbricante ha l'obbligo di analizzare i rischi ed i pericoli per individuare quelli connessi con la sua attrezzatura o insieme a causa della pressione e deve progettare e costruire tenendo conto dell'analisi effettuata. Una corretta gestione della sicurezza di un'attrezzatura o insieme a pressione non può intendersi conclusa dopo le fasi di progettazione, costruzione e collaudo ma deve proseguire con un continuo monitoraggio durante tutte le fasi essenziali di vita che comprendono anche l'installazione, la messa in servizio, le verifiche o controlli periodici, le verifiche di riqualificazione periodica, le verifiche straordinarie. Per queste fasi il responsabile, ai sensi del D.L.vo 81/08 e s.m.i., è il Datore di lavoro che normalmente è l'Utilizzatore o il Committente dell'attrezzatura o insieme a pressione. Ricapitolando le attrezzature o insiemi a pressione devono essere scrupolosamente gestiti nell'arco della loro vita ai fini della salvaguardia della sicurezza delle persone, degli animali e dell'integrità delle cose in qualsiasi luogo essi siano installati, sia esso di lavoro che di vita privata e sociale. Le normative vigenti demandano al Fabbricante ed all'Utilizzatore gli obblighi da rispettare ai fini della salute e sicurezza.

1. Descrizione dell'attrezzatura a pressione

In considerazione del fatto che le cinque attrezzature a pressione installate sono esattamente identiche sia per caratteristiche geometriche che progettuali nel seguito è riportata la descrizione di una sola.



Figura 1. Cinque autoclavi disposte in parallelo

L'attrezzatura a pressione è identificata mediante targa posta sulla stessa, che riporta: il marchio del Costruttore PANINI s.r.l., l'indicazione del modello 0030-545, l'anno di costruzione 2012, i dati di progetto (PS=4,0 bar, TS=20:151, Fluido=Gruppo 2), la data di prova ed infine la marcatura CE 1370 di conformità.
La suddetta attrezzatura è un recipiente ai sensi dell'art.1 punto 2 lettera b) del Decreto Legislativo 25 febbraio 2000 n. 93 (Attuazione della Direttiva 97/23/CE) perché è un alloggiamento progettato e costruito per contenere fluidi pressurizzati.



Figura 2. Singola autoclave

Nel caso in esame l'attrezzatura a pressione è un autoclave per sterilizzazione, modello 0030-545, utilizzata per sterilizzare prodotti alimentari in qualsiasi contenitore che include barattoli in banda stagnata, tubetti, bottiglie PE, buste in plastica, buste in alluminio, vetro e vaschette.

Nella suddetta attrezzatura il mezzo di trasmissione del calore è l'acqua che viene riscaldata con vapore e portata alla necessaria sovrappressione mediante aria compressa; la temperatura massima è di 151°C, la pressione massima ammissibile è pari a 4 bar.
I dati tecnici caratteristici dell'attrezzatura, desunti dal Manuale d'uso e d'esercizio del Fabbricante, sono i seguenti:
diametro esterno 1450 mm, lunghezza geometrica 5500 mm, peso a vuoto 5.800 kg, pressione max ammissibile 4 bar, temperatura min/max ammissibile 20/+151°C, mezzi di esercizio aria compressa, acqua, vapore.
La categoria di rischio, secondo la Direttiva PED, è stata ricavata dal Fabbricante in funzione del tipo di attrezzatura (caso in esame recipiente); gruppo di appartenenza del fluido (2 non pericoloso); stato fisico del fluido (acqua con stato fisico vapore); volume del recipiente (9900 lt.); pressione massima ammissibile (PS) ovvero pressione massima per la quale l'attrezzatura è progettata specificata dal fabbricante (nel caso in esame 4,0 bar).
L'attrezzatura è dotata di accessori di sicurezza e dispositivi di controllo come di seguito specificati:

- valvola di sicurezza DN ingresso 40, DN uscita 50, P_{tar}.=4,00 bar;
- manometro con range 0:6 bar e segno rosso a 4 bar;
- trasmettitore di pressione tipo ST18;
- trasmettitore di livello tipo Ascon PT3100;
- termometro con range 0:140°C.



Figura 3. Valvola di sicurezza

L'attrezzatura, inoltre, è dotata di uno scambiatore di calore corrugato LTM - modello HECG41002P124X4.
L'autoclave di sterilizzazione è stata classificata dal Fabbricante nella III categoria di rischio e si è applicata come procedura di valutazione di conformità il modulo B+C1 (Esame CE del tipo + Conformità al tipo) ovvero una procedura prevista per categoria di

rischio III (in accordo a quanto disposto dai punti 2 e 3 dell'art.10 del D.L. 25/02/2000 n.93).

2. Descrizione sintetica del processo

L'autoclave destinata alla sterilizzazione di prodotti alimentari in qualsiasi contenitore, riceve vapore da propria tubazione avente DN80. Detta tubazione di adduzione, dotata di valvola di intercettazione e filtro, è collegata alla conduttura generale del vapore avente DN125 e proveniente dalla centrale termica. Il vapore, prima di essere immesso nell' attrezzatura a pressione, subisce una riduzione di pressione da 10 bar a 5 bar a mezzo di nr. 1 gruppo di riduzione Costruttore Spirax Sarco composto da valvola pneumatica mod. KE73PSPUSS-2 DN65 PN25, attuatore pneumatico mod. PN1533A3, posizionatore pneumatico mod. PP5M. Il gruppo di riduzione presenta a monte un separatore di condensa Spirax Sarco mod. 5800Z DN 100 PN16 completo di scaricatore di condensa mod. TD32F PN40 DN15, un manometro fondo scala 16 bar, una valvola di intercettazione mod. BSA1T DN100 PN16, un filtro mod. TD DN100 PN16, a valle, invece, è installato un manometro fondo scala 10 bar seguito da una valvola di sicurezza Leser DN 80/125 tarata a 6 bar e capace di scaricare una portata di 12556,401 kg/h di vapore saturo. Il vapore, con pressione ridotta a 5,0 bar attraversa una valvola regolatrice di pressione Samson DN40 PN16 che effettua la regolazione della pressione di esercizio dell'autoclave e quindi alimenta la attrezzatura a pressione dotata, a sua volta, di valvola di sicurezza tarata a 4,0 bar e capace di scaricare una portata di 2540,16 kg/h di vapore saturo.



Figura 4. Gruppo di riduzione

L' autoclave è dotata, oltre alla linea vapore di riscaldamento avente DN80, delle seguenti linee:

- una tubazione DN125 per l'ingresso dell'acqua di torre,
- una tubazione DN125 per il ritorno dell'acqua di torre,
- una tubazione DN50 per l'ingresso dell'acqua di processo,
- una tubazione DN100 per lo scarico dell'autoclave, una tubazione DN25 per lo scarico dell'acqua,

- due tubazioni per l'ingresso di aria compressa, di cui una con DN25 e l'altra con DN40,
- una tubazione DN40 per lo sfiato.

Tutte le tubazioni a servizio dell'autoclave trasportano fluidi (allo stato di vapore o liquido) appartenenti al gruppo 2, presentano pressione massima ammissibile (PS) mai superiore a 6,0 bar, DN mai superiore a 125 e pertanto rientrano nell'art.3 comma 3 del Decreto Legislativo 25 febbraio 2000 n. 93 ovvero sono state progettate e fabbricate secondo la corretta prassi costruttiva ma non recano la marcature CE. Le caratteristiche tecniche di funzionamento dell'autoclave, desunte dal Manuale d'uso e d'esercizio del Fabbricante, sono di seguito specificate:

- pressione di vapore pari a 4,0 bar;
- massimo consumo di vapore per ogni attrezzatura pari a 1688,42 kg/h.

3. Descrizione del ciclo di sterilizzazione

Il ciclo di sterilizzazione si divide in segmenti dove sono programmati i valori di temperatura e pressione di arrivo e le funzioni definite. Un ciclo di sterilizzazione semplice assomiglia il grafico seguente:

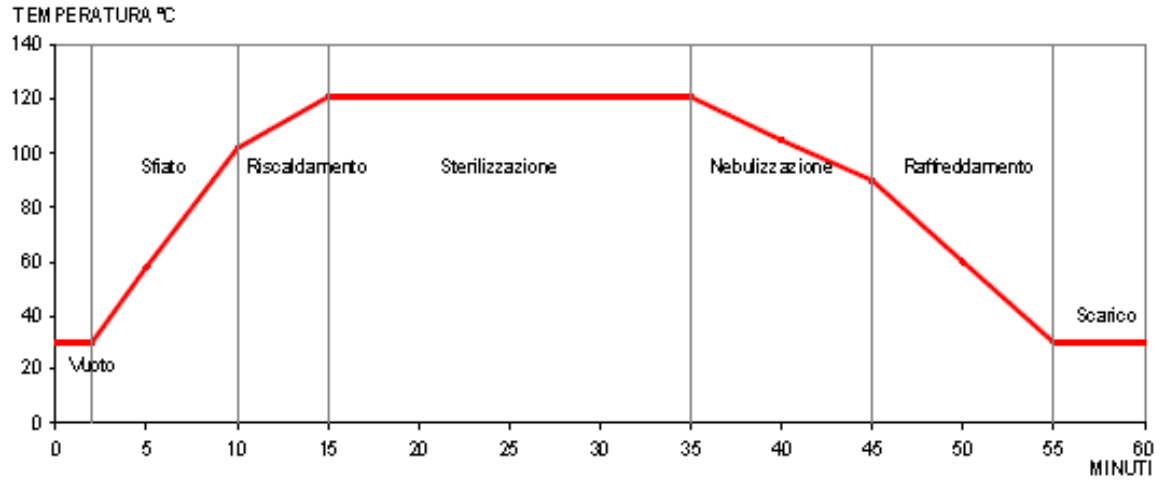


Figura 5. Esempio di ciclo di sterilizzazione

VUOTO INIZIALE → Elimina in modo rapido e completo tutta l'aria dentro dell'autoclave, producendo un ambiente di vapore saturo con la massima uniformità di temperatura. Il Vuoto iniziale può essere comandato manualmente o automaticamente, a secondo del sistema di controllo fornito.
SFIATO INIZIALE → Elimina l'aria dall'autoclave sotto la spinta del vapore, producendo un ambiente di vapore saturo con elevata uniformità di temperatura. Si aprono contemporaneamente le valvole di vapore e sfiato. Il segmento non può avere un Set-Point temperatura superiore a 100°C, perché lo sfiato è aperto e l'autoclave non può pressurizzarsi. Lo Sfiato Iniziale ed il Vuoto Iniziale non sono mai utilizzati nello stesso ciclo.
RISCALDAMENTO → Porta l'autoclave alla temperatura di sterilizzazione, regolando la valvola del vapore.

STERILIZZAZIONE → Mantiene l'autoclave alla temperatura di sterilizzazione, regolando la temperatura e la pressione come descritto nei punti 2.6 e 2.7. Rappresenta la temperatura e la durata effettiva della sterilizzazione e di solito ha un Set-Point temperatura costante (0 pendenza).
RAFFREDDAMENTO → Raffredda il prodotto con uno dei metodi descritti nel punto 2.5 (Riempimento, Pioggia o Nebulizzazione). Dopo la sterilizzazione a vapore diretto, è necessario usare o riempimento o nebulizzazione fino a 90°C per condensare il vapore, poi seguito da Pioggia d'Acqua.
SVUOTAMENTO → Svuota e depressurizza l'autoclave alla fine del ciclo. A secondo del sistema di controllo installato, lo svuotamento può essere controllato in uno dei seguenti modi:
Con Temporizzatore. Il sistema svuota l'autoclave per il tempo impostato. La durata del segmento deve permettere lo svuotamento completo dell'autoclave. Questo metodo è utilizzato in autoclavi sprovviste di indicatore di livello acqua.
Con Indicatore. In autoclavi provviste di indicatore di livello acqua, il sistema continua il segmento fino allo svuotamento completo dell'autoclave. Il tempo è ignorato o utilizzato come un ulteriore sicurezza al fine del segmento.

4. Monitoraggio e gestione ciclo di sterilizzazione e sicurezze con PLC

I livelli di tecnologia e automazione raggiunti permettono la gestione ed il monitoraggio completo sia dei cicli di sterilizzazione che delle sicurezze
Il sistema è basato su un Display touch screen e un PLC; programmatore e registratore sono contenuti in una unica apparecchiatura. Il sistema è dotato di una porta USB per scaricare gli storici dei cicli e trasferirli su di un PC per l'archiviazione.

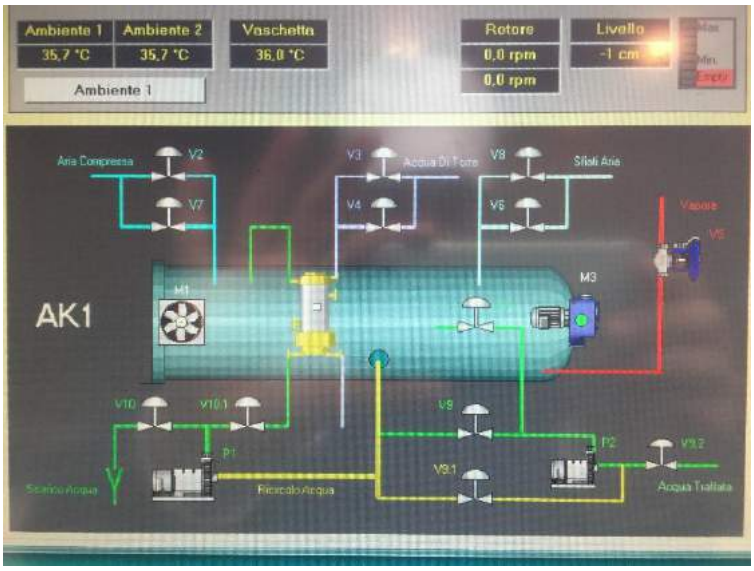


Figura 6. Display touch screen

Il funzionamento di ogni singola autoclave è programmato da un proprio PLC che gestisce il ciclo della singola autoclave non solo con riferimento alla ricetta di lavoro ma anche per le sicurezze elettriche ed elettroniche.
Infatti, come richiamato nei paragrafi precedenti, l'autoclave è dotata di dispositivi obbligatori quali accessori di sicurezza, controllo e protezione per il controllo della pressione e della temperatura interna.

La sicurezza per l'apertura e la chiusura dei portelloni è affidata a due micro-switch di fine corsa ed ad un pistoncino che funge da fermo meccanico comandato dalla pressione interna dell'autoclave.
Il sistema di gestione è affidato ad un software di supervisione dell'impianto che, oltre a consentire l'esecuzione di tutte le missioni, dà la possibilità agli operatori addetti di intervenire direttamente sulle chiamate di priorità delle attrezzature.
L'operatore può, in qualsiasi momento, verificare lo stato dei controlli che concorrono a determinare le condizioni di sicurezza; se tutte le voci sono O.K. l'attrezzatura è in sicurezza e si accende la spia verde sulla pulsantiera.

5. Bibliografia

[1] Parlamento Europeo e Consiglio Unione Europea – Direttiva 97/23/CE per il riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri in materia di attrezzature a pressione – 29/05/1997.

[2] Panini s.r.l. – Manuale utente autoclave di sterilizzazione – 06/09/2012.

Hazloc 2.0: l'evoluzione normativa nella classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione, criticità della nuova norma IEC/EN 60079-10-1

A. Barberio*, P. Scardamaglia**

*Studio di Consulenza dott. ing. Angelo Barberio
**Tecnisweb s.a.s.

Sommario

La nuova norma IEC/EN 60079-10-1 [1] (d'ora in poi, norma) si presenta completamente revisionata rispetto alla precedente [2] e introduce concetti e criteri di classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas e vapori infiammabili (d'ora in poi, classificazione o, per dirla all'inglese, *HazLoc* per *hazardous location*) che, proprio per la loro recentissima introduzione e l'assenza di guide applicative nazionali o internazionali, richiedono riflessioni per superare le criticità emergenti dalle prime applicazioni anche in vista della valutazione del rischio di esplosione prevista dal titolo XI del dlgs 81/08 [3].



1. Nuovi termini e definizioni

La norma introduce nuovi concetti e modifica parzialmente concetti già presenti nella precedente versione, alcuni dei quali sono i seguenti:

- si ritorna al concetto di limiti di infiammabilità in luogo di limiti di esplosività;
- si amplia la sfera del funzionamento normale includendo la manutenzione di *routine*;
- la ventilazione utile ai fini della dispersione delle sostanze infiammabili emesse viene definita come diluizione;
- la zona pericolosa in prossimità della sorgente di emissione (d'ora in poi, ZP) viene definita come volume di diluizione.

2. Competenza del tecnico classificatore

Come in diversi altri settori, la norma, pur senza fornire le modalità, richiede che il "tecnico classificatore" abbia adeguati requisiti di conoscenza e competenza e che assolva alla formazione continua per l'aggiornamento delle proprie competenze professionali.

3. Funzionamento normale “allargato”

Il funzionamento normale (*normal operation*) include la manutenzione di *routine* (*routine maintenance*)[1] superando la tendenza generale a surrogare la classificazione con specifiche procedure di lavoro senza eseguire l’opportuna valutazione dell’effettiva estensione e tipo della ZP dovute alle operazioni di manutenzione che possono essere ben più estese di quelle di funzionamento e guasto.

4. Atmosfera esplosiva o Atmosfera infiammabile?

Nei corsi e ricorsi, i limiti di esplosività LEL (*lower explosive limit*)-UEL (*upper explosive limit*) tornano ad essere i limiti di infiammabilità LFL (*lower flammable limit*)-UFL (*upper flammable limit*) e qualche chiarimento è opportuno visto che qualche perplessità può nascere nel mettere in relazione “caratteristiche di infiammabilità” con “atmosfere esplosive” la cui definizione si attaglia bene a definire anche una “atmosfera infiammabile” proprio per l’affinità dei fenomeni di infiammabilità ed esplosività.

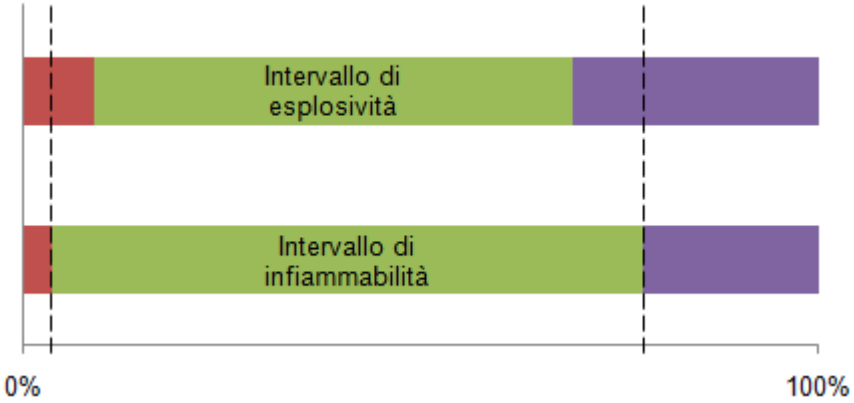


Figura 1. Rappresentazione indicativa della differenza tra intervallo di infiammabilità e di esplosività

Un chiarimento arriva da una nota nell’attuale bozza della norma ISO/IEC 80079-20-1 [5]: “In the past, flammable and explosive have been used interchangeably in many texts, but the trend is to avoid the confusion that this causes. The term flammable relates to the properties of the material that determine its ability to produce self-sustaining flame propagation in any direction (upwards, sideways or downwards). The term explosive relates to flame propagation that is accompanied by pressure and temperature rise and noise (usually higher-speed propagation) and is significantly affected by (non-material related) test-chamber conditions (geometry, degree of confinement, etc.). LFL concentrations are typically lower than LEL concentrations for the same material and UFL concentrations are typically higher than UEL concentrations for the same material”.

Sostanza	LFL-UFL [6] [7] [%]	LEL-UEL [7] [%]
Acetilene	2,3-100	3-53
Benzina	0,9-7,5	0,9-6
Idrogeno	4-77	10-66

Tabella 1. Intervallo di infiammabilità e di esplosività (indicativo) di alcune sostanze

[1] È utile richiamare la maggiore articolazione della norma UNI EN 13306 [4]: Attività regolari o ripetute di manutenzione preventiva elementare quali la pulizia, il serraggio di connessioni, il controllo del livello dei liquidi, la lubrificazione.

Comunque, considerando che, come detto sopra, la distinzione terminologica tra infiammabilità e esplosività è un “trend” e che, in letteratura, non è ben chiarito se ci sia una reale differenza di concentrazione tra gli intervalli di infiammabilità e di esplosività, le condizioni che sicuramente distinguono i due fenomeni sono di tipo spaziale di confinamento e congestione dell’ambiente in cui si accende l’atmosfera esplosiva.

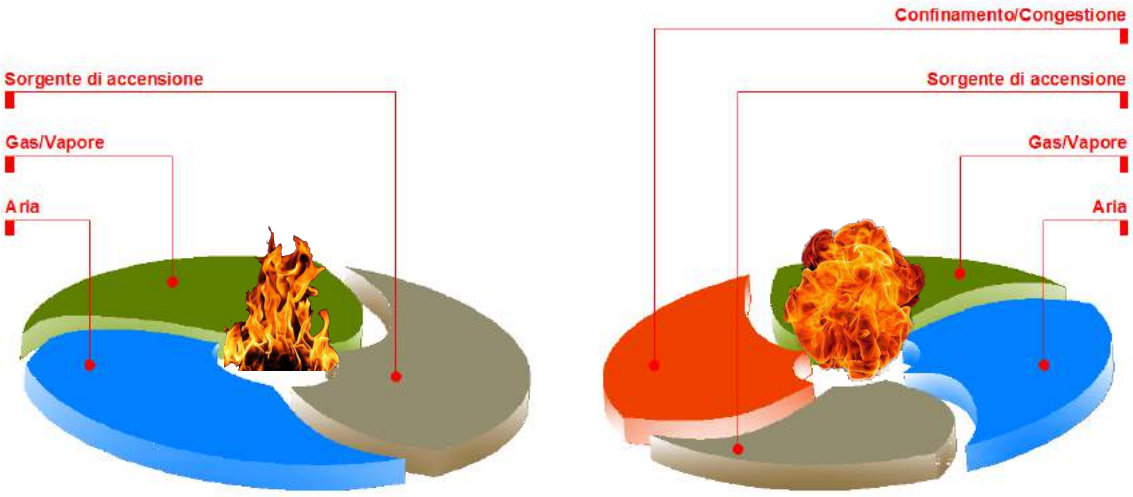


Figura 2. Elementi distintivi tra infiammabilità ed esplosività

5. Ventilazione e diluizione

Nelle classificazioni, la ventilazione è sempre stata intesa come quella utile ai fini della dispersione delle sostanze infiammabili emesse ma il normatore ha ritenuto di dover complicare le cose e introdurre il concetto della diluizione quale meccanismo, appunto, attraverso cui, l’aria di ventilazione, diluisce e disperde una sostanza infiammabile.

Altra novità che potrebbe avere pesanti riflessi riguarda la disponibilità della ventilazione naturale all’interno degli ambienti che non può più essere considerata “Buona”; la norma non si fornisce chiare giustificazioni ma alcune osservazioni possono essere fatte:

- la disponibilità della ventilazione naturale all’esterno è “Buona” quando la velocità del vento è assunta pari a u_w = 0,5 m/s come valore tipico della calma di vento;
- la disponibilità della ventilazione naturale all’esterno è “Adeguata” quando la velocità del vento è assunta con frequenza (ore/anno) superiore al 95%;
- si prevede nel futuro velocità del vento in generale diminuzione e sempre più frequenti e prolungati fenomeni estivi di assenza di vento (u_w = 0 m/s) [8];
- non è detto che il vento agisca sulle aperture, specialmente in condizioni di calma di vento, salvo siano presenti su tutte le pareti dell’involucro.

6. Foro di guasto

La norma introduce opportunamente i fori di guasto per il calcolo delle emissioni, indica i valori tipici per guasti incipienti (*guasto breve*), per guasti persistenti (*guasto medio*) e per guasti permanenti o gravi (*guasto lungo*) ma non fornisce elementi per valutare le probabilità di guasto o per discriminare i tre campi di guasto “breve” (guasto interrotto rapidamente sul nascere), “medio” (guasto non interrotto rapidamente il cui foro si può

allargare per effetti erosivi) e “lungo” (guasto grave o guasto non interrotto che può evolvere fino all’espulsione - *blow out* - di settori di tenuta).

7. Tipo di zona pericolosa

Il tipo di zona pericolosa è determinato come nella precedente versione della norma, in base al grado di emissione e al grado di diluizione, entrambi dipendenti dalla probabilità di presenza (frequenza e durata) dell’atmosfera esplosiva.

	Disponibilità della ventilazione						
	Buona	**Adeguata**	**Scarsa**	**Buona†**	**Adeguata**	**Scarsa**	**Buona, adeguata o scarsa**
Grado di emissione	Alta diluizione			Media diluizione			Bassa diluizione°
Continuo	Non pericolosa (Zona 0 NE)[a]	Zona 2 (Zona 0 NE)[a]	Zona 1 (Zona 0 NE)[a]	Zona 0	Zona 0 +* Zona 2	Zona 0 +* Zona 1	Zona 0
Primo	Non pericolosa (Zona 1 NE)[a]	Zona 2 (Zona 1 NE)[a]	Zona 2 (Zona 1 NE)[a]	Zona 1	Zona 1 +* Zona 2	Zona 1 +* Zona 2	Zona 1 o Zona 0[b] (*)
Secondo	Non pericolosa (Zona 2 NE)[a]	Non pericolosa (Zona 2 NE)[a]	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	

a) Zona 0 NE, 1 NE o 2 NE indicano una ZP teorica trascurabile nel funzionamento normale.
b) La ZP diventa Zona 0 se la ventilazione è così debole e l’emissione è tale da determinare un'atmosfera esplosiva praticamente continua (si è vicini alla condizione di assenza di ventilazione).
† La disponibilità della ventilazione in ambienti chiusi non deve mai essere considerata buona con ventilazione naturale.
° La diluizione è bassa quando “punto di diluizione” cade nella regione “Bassa diluizione” (figura 4) o quando la concentrazione media di sostanza infiammabile nell’ambiente eccede la cosiddetta concentrazione critica X_{crit} = 0,25 · LFL.
* Il simbolo “+” indica che la prima ZP riportata (quella determinata con la ventilazione “Adeguata” o “Scarsa”) è “circondata” da una ZP determinata con la ventilazione presente al mancare della predetta ventilazione “Adeguata” o “Scarsa”
(*) Per il secondo grado di emissione, il testo originale della norma riporta “Zone 1 and even Zone 0” (“Zona 1 persino Zona 0”) per evidenziare maggiormente l’evoluzione rispetto alla ZP naturale (Zona 2 per una emissione di secondo grado) ma, considerando la nota “b”, si assume “Zona 1 o Zona 0” per semplicità ed omogeneità.

Tabella 2. Combinazioni per la determinazione del tipo di ZP

8. Estensione della zona pericolosa

La norma introduce opportunamente il concetto di distanza pericolosa e fornisce un metodo di calcolo della estensione della ZP (figura 3) con diverse limitazioni:

- fornisce una prima stima della distanza pericolosa;
- è proposto nella sola forma grafica apparendo *demodé* a chi fa uso esclusivo del digitale (o quasi) che poco stampa su carta e che, rispetto a un tempo, ha una diversa dimestichezza nell’uso di righello e squadretta;
- non essendo note le equazioni sottostanti le curve fornite, non è possibile a priori prevedere l’impatto sulle future classificazioni (in figura 3 si possono osservare due casi calcolati secondo la guida CEI 31-35 [9] in confronto alle curve fornite dalla norma);
- il campo rappresentato non copre le diverse regioni di diluizione (figura 4) e non è noto se sia ammessa l’estrapolazione oltre i limiti rappresentati;
- non è noto quali siano le condizioni di ventilazione considerate;

- non è applicabile per ZP di estensione trascurabile (si veda più avanti);
- non è applicabile per ZP con grado di diluizione basso (si veda più avanti);
- non considera gli effetti "estensivi" dovuti alla concentrazione media di sostanza infiammabile nell'ambiente (*background concentration*).

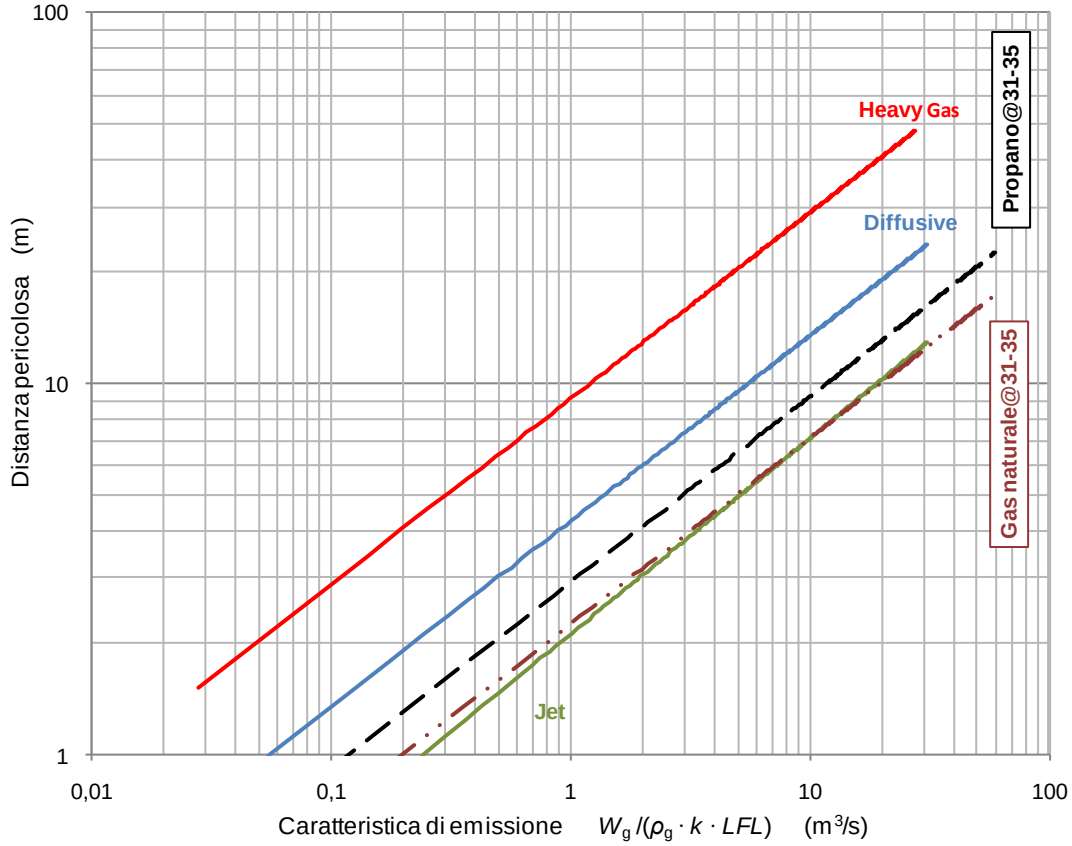


Figura 3. Determinazione dell'estensione della ZP in base al tipo di emissione

Dalle simulazioni fatte rapportandosi alla ben rodata guida CEI 31-35 [9], si conferma che il metodo fornito dalla norma non è generalizzabile perché "calibrato" sul gas naturale (in figura 3 si osserva come la curva tratto-punto **Gas naturale@31-35** è praticamente sovrapposta alla curva **Jet**) e potrebbe fornire delle distanze pericolose sensibilmente sottostimate (in figura 3 si osserva come la curva tratteggiata **Propano@31-35** è posta sopra la curva **Jet** e, per dare la misura dello scostamento, in corrispondenza della caratteristica di emissione unitaria, la distanza pericolosa indicata dalla norma è circa 2,1 m contro i circa 2,9 m calcolati secondo la guida CEI 31-35, con una differenza di circa il 38% che aumenta con altre sostanze).

Distanza pericolosa secondo la norma	
Tipo di emissione	Descrizione
Jet	Getto libero ad alta pressione/velocità (getto libero sonico)
Diffusive	Getto a bassa pressione/velocità (getto libero subsonico, pennacchi, getti impediti, ecc.)
Heavy gas	Emissione di gas pesanti o vapori che diffondono lungo superfici orizzontali quale il suolo
Distanza pericolosa in ambiente aperto calcolata secondo la formula f.GB.5.1-5a della guida CEI 31-35	
Gas naturale@31-35	Getto libero ad alta pressione/velocità (getto libero sonico) assumendo M = 17,77 kg/kmol, LFL = 4,43 %, k = 0,5, γ = 1,31, C_d = 1, P_a = 101325 Pa, T_a = 20°C, T = 20°C
Propano@31-35	Getto libero ad alta pressione/velocità (getto libero sonico) assumendo M = 44,09 kg/kmol, LFL = 2,1 %, k = 0,5, 20°C, γ = 1,14, C_d = 1, P_a = 101325 Pa, T_a = 20°C, T = 20°C

Tabella 3. Tipi di emissioni per il calcolo dell'estensione della ZP

9. Zona pericolosa di estensione trascurabile

La ZP di estensione trascurabile è, come abbiamo visto, individuata secondo la tabella 2, sulla base del grado di diluizione determinato attraverso il grafico C.1 della norma (figura 4).

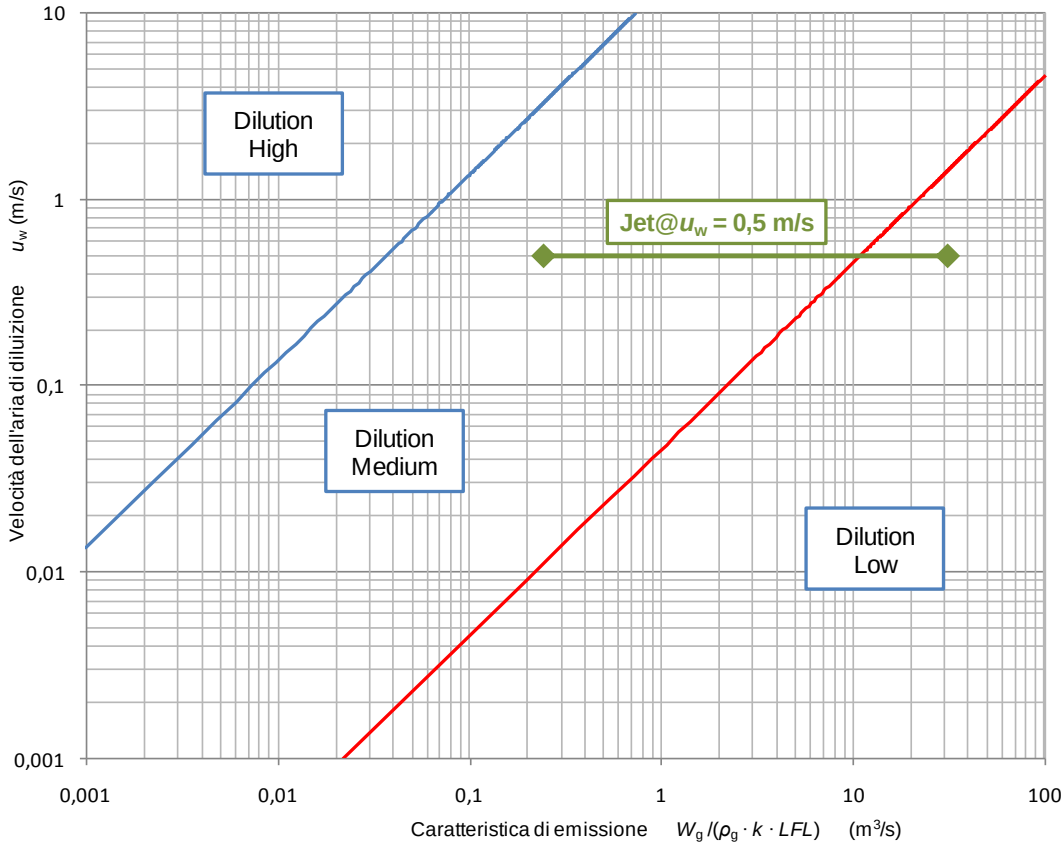


Figura 4. Determinazione del grado di diluizione di una emissione

Anche in questo caso, la norma fornisce un metodo di calcolo unicamente grafico con diverse limitazioni:

- il grado di diluizione è ottenuto in base alla regione in cui si trova il "punto di diluizione" (intersezione della "caratteristica di emissione" con la velocità dell'aria di diluizione) la cui stima nelle condizioni di confine a cavallo delle due rette rossa e blu è assolutamente approssimata;
- il campo rappresentato non coincide con quello per la determinazione dell'estensione della ZP (in figura 4 è rappresentato il campo di variazione della curva **Jet** della figura 3 in corrispondenza di u_w = 0,5 m/s e si osserva come l'estremo inferiore cada all'interno della regione di "Media diluizione");
- non sono considerati gli effetti "estensivi" dovuti alla concentrazione media di sostanza infiammabile nell'ambiente (*background concentration*);
- si indica confusivamente che il grafico "is based on an initial zero background concentration" (non è significativo che la concentrazione media nell'ambiente sia "inizialmente" nulla ma, per la corretta stima, occorre conoscere il grafico su tutta la storia dell'emissione ovvero, generalmente, nelle condizioni di regime);
- non è considerato alcun rapporto tra *volume infiammabile*[2] e volume dell'ambiente.

[2] Termine impiegato dalla norma senza definirlo ma che, intuitivamente, potrebbe essere il volume di diluizione ovvero il volume della ZP.

- il grado di diluizione è definito anche in base al tempo di persistenza dell'atmosfera esplosiva ma il grafico non ne tiene conto.

Per superare le incertezze di stima, occorre derivare le equazioni sottostanti al grafico in figura 4 che, considerando la loro rappresentazione su una scala logaritmica, mediante rette con coefficiente angolare unitario, sono funzioni potenza del tipo:

$$u_w = \phi \cdot \frac{W_g}{\rho_g \cdot k \cdot LFL} \qquad (1)$$

dove

u_w velocità dell'aria di diluizione [m/s];
ϕ coefficiente di proporzionalità in corso di verifica [1/m^2];
W_g portata di emissione della sostanza infiammabile [kg/s];
ρ_g densità della sostanza infiammabile [kg/m^3];
k *coefficiente di sicurezza applicato all'LFL* (numero adimensionale);
LFL limite inferiore di infiammabilità della sostanza infiammabile [vol/vol].

10. Volume ipotetico pericoloso V_z

Il volume ipotetico pericoloso V_z è formalmente scomparso dalla norma e si pone il problema di come effettuare la valutazione del rischio di esplosione considerando che (tutti) i metodi oggi in uso ([10], [11], ecc.), impiegano il V_z o grandezze similari[3]:

- un parametro agganciato alla quantità di sostanza infiammabile emessa è fondamentale ed ineliminabile per una valutazione del pericolo di esplosione;
- un parametro agganciato al grado di diluizione non consente comparazioni omogenee tra ZP determinate da sostanze differenti.

L'esame dei documenti preparatori della norma mostrerebbe che le equazioni sottostanti al grafico in figura 4 derivino da una nuova formulazione del V_z [12] (d'ora in poi V_{z_new}) e, sulla base di primissime verifiche, emergerebbe quanto segue:

- il V_z determinato in base alla precedente versione della norma può essere molto differente dal V_{z_new};
- la linea blu (limite tra "Alta" e "Media" diluizione) che, secondo la norma, rappresenta un *volume infiammabile* di 0,1 m^3, corrisponderebbe a un V_{z_new} = 0,02 m^3;
- la linea rossa (limite tra "Media" e "Bassa" diluizione) corrisponderebbe a un V_{z_new} = 100 m^3;
- il V_{z_new} come il V_z della precedente versione della norma va raffrontato al volume dell'ambiente.

11. Conclusioni

La norma, che non è obbligatoria, rappresenta certamente un importate passo avanti rispetto alla precedente ma occorre di interventi per superare le diverse criticità sopra esposte e altro ancora:

[3] Per esempio, il volume pericoloso equivalente a concentrazione stechiometrica Q8 del codice Flacs.

- il volume considerato V_0 è quello che, nel mondo dei sistemi di ventilazione o dei CFD (Computational Fluid Dynamics), è definito come “volume di controllo”?
- il concetto di ZP “non pericolosa” e di trascurabilità dell’esplosione andrebbero più correttamente definiti in un più ampio quadro della valutazione dei rischi con riferimento agli effetti dell’esplosione;
- le ZP andrebbero tutte individuate secondo la definizione generale di ZP della stessa norma ovvero in base alla probabilità di presenza (frequenza e durata) dell’atmosfera esplosiva così come anche richiesto dalla direttiva 1999/92/CE e quindi dal dlgs 81/08;
- seppure in maniera più attenuata, si continua l’impiego del tempo di persistenza dell’atmosfera esplosiva quale parametro di sicurezza in luogo del tempo complessivo di presenza dell’atmosfera esplosiva;
- i termini potenziale/potenzialmente andrebbero evitati perché confusivi salvo introdurre maggiori spiegazioni che tuttavia rischiano l’inutile aumento di “entropia normativa”.

12. Bibliografia

[1] Norma IEC/EN 60079-10-1:2015 Explosive atmospheres - Part 10-1: Classification of areas - Explosive gas atmospheres, edition 2.0, e corrigendum COR1:2015.

[2] Norma IEC 60079-10-1:2008 Explosive atmospheres - Part 10-1: Classification of areas - Explosive gas atmospheres, edition 1.0 (la versione EN è stata pubblicata nel 2009 che rimane in vigore fino al 13.10.2018).

[3] Dlgs 9 aprile 2008, n. 81, Attuazione dell’articolo 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e successive modificazioni e integrazioni (testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro).

[4] Norma UNI EN 13306:2010 Manutenzione - Terminologia di manutenzione.

[5] Bozza CDV della norma ISO/IEC 80079-20-1 *Explosive atmospheres - Part 20-1: Material characteristics for gas and vapour classification - Test methods and data*.

[6] Norma IEC/EN 60079-20-1:2010 Explosive atmospheres - Part 20-1: Material characteristics for gas and vapour classification - Test methods and data e corrigendum COR1:2012.

[7] Ministero dell’Interno - Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, Servizio Tecnico Centrale - Ispettorato per la formazione professionale corsi multimediali. Chimica e fisica dell’incendio, pp. 22-30.

[8] Freddo A, Rebolini M, Sforna M, Posati A, Pirovano G, Lacavalla M, Marcacci P. Mitigazione degli effetti climatici sul sistema elettrico. AEIT. Milano, 2015:28-40.

[9] Guida CEI 31-35:2012 Atmosfere esplosive - Guida alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas in applicazione della Norma CEI EN 60079-10-1 (CEI 31-87) e variante V1:2014.

[10] Scardamaglia P, Cavaliere A. Guida all’applicazione delle direttive ATEX. EPC. Roma, 2005:186-202.

[11] Pera F, Giuffrida M. Il rischio di esplosione, misure di protezione ed implementazione delle Direttive ATEX 94/9/CE e 99/92/CE. Inail. Milano, 2013:65-74.

[12] Persic P. Hypothetical Volume of Potentially Explosive Atmosphere in the Context of IEC Standard 60079-10-1. Ex-Bulletin, Croatia 2012;40:1-2.

Realizzazione di un impianto criogenico come soluzione al problema di abbattimento sfiati in un'industria chimica

R. Iovene*, T. Guidi**, G. Paiardini*, R. Vasile*

*Inail - UOT di Pescara
**Libero professionista

Sommario

La normativa in campo ambientale è sempre più stringente ed impone il rispetto di determinati limiti per le sostanze tossiche rilasciate nell'ambiente dalle industrie che impiegano prodotti chimici. Tale risultato può essere raggiunto con l'impiego di diverse tecnologie; obiettivo del lavoro proposto è l'illustrazione di un impianto criogenico realizzato presso un'azienda produttrice di agrofarmaci per l'abbattimento e recupero dei flussi inquinanti.

1. Introduzione

La riduzione del contenuto di composti organici volatili nelle emissioni in atmosfera è una problematica di non facile soluzione considerando che i limiti di legge sono molto stringenti (D.Lgs. 152/06); ad esempio il toluene ha un limite di 200 mg/Nm3 e quindi bisogna cercare dei metodi per ottenere una depurazione accettabile.
In questo elaborato vengono riassunte le metodologie tradizionalmente utilizzate, approfondendo poi il metodo crioscopico ed analizzando la tipologia di materiali utilizzabili.

2. Metodologie di abbattimento

I sistemi di abbattimento dipendono dal tipo di inquinante, dalle valutazioni sui costi e sul valore dei solventi. La cosa più facile è bruciare gli sfiati tramite torce, termo-distruttori, sistemi più o meno catalitici: una soluzione efficace, impiegata da decenni, che però non permette il recupero degli effluenti e, soprattutto, pone evidenti problemi di natura ambientale.
Alto sistema è l'assorbimento tramite carboni attivi, dove una matrice solida porosa tiene inglobate le sostanze inquinanti.
I filtri vanno monitorati in continuo e rigenerati con soluzioni di lavaggio. Anche in questo caso si verifica una perdita di prodotto con formazione di un rifiuto da smaltire o trattare (soluzione di lavaggio).
Diversamente, l'abbattimento a freddo consente di condensare e, quindi, separare gli inquinanti che possono così essere reimmessi nel ciclo di processo.

3. Abbattimento a freddo

3.1 Concetti teorici

L'abbattimento a freddo sfrutta l'abbassamento della tensione di vapore che alle basse temperature tende a zero.
La composizione in fase gas di una miscela vapore/aria dipende dalla tensione di vapore del composto organico preso in considerazione:

$$y = pv / Pt \qquad (1)$$

La tensione di vapore di qualunque composto dipende dalla temperatura, l'equazione è ricavabile dall'espressione di Clausius Clapeyron

$$dp / dT = \cdot\lambda / T(vB - vA)$$

dove

- *p* è la pressione,
- *T* è la temperatura,
- *λ* è il calore latente (*per unità di massa*) di transizione da una fase all'altra,
- *v* è il volume specifico delle due fasi A e B.

Riportando l'andamento su un diagramma pressione-temperatura si ottiene il diagramma di fase:

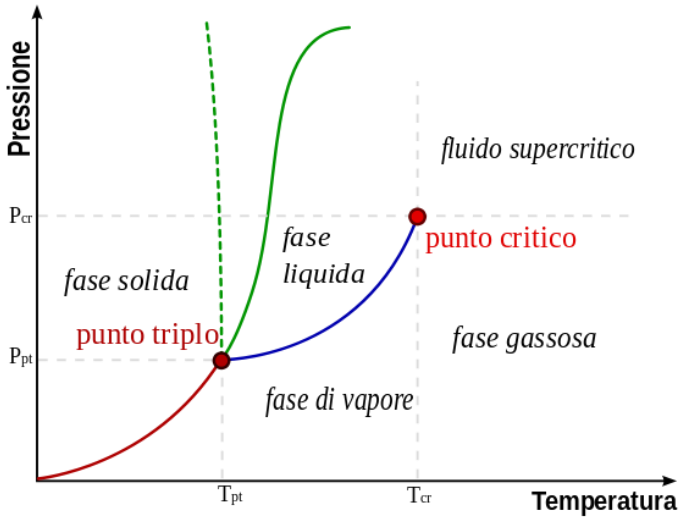


Figura 1. Diagramma di fase

Le curve che ci interessano sono quelle relative al passaggio liquido-vapore e solido-vapore.
È evidente che più bassa è la temperatura e minore sarà la pressione del vapore e quindi il contenuto di inquinanti in fase gassosa.
A seconda della tipologia di inquinante e del suo limite di emissione si possono scegliere tre diversi livelli termici.

3.2 Primo livello di raffreddamento

A questo livello troviamo i condensatori convenzionali, che lavorano ad una temperatura che varia tra -10 e -15 °C partendo da un fluido da raffreddare che non supera 4 °C. I fluidi refrigeranti usati sono ammoniaca e soluzioni saline.
Le apparecchiature sono scambiatori a fascio tubiero dove il fluido refrigerante passa nei tubi. Il flusso d'aria calda da trattare fluisce all'esterno e gli inquinanti a contatto con i tubi freddi condensano.

3.3 Secondo livello di raffreddamento

I condensatori operano a partire da -30/-40 °C e possono scendere anche sotto i -60 °C. In questo caso il meccanismo è sempre quello a superficie “tubiera”: il liquido refrigerante (di norma ammoniaca) scorre nei tubi di uno scambiatore di calore. Il flusso d’aria da depurare scorre a contatto con i tubi del refrigerante e condensa i vapori contaminanti. Durante questa fase il refrigerante assorbe il calore di condensazione e si trasforma in vapore che a sua volta viene compresso e liquefatto attraverso un ulteriore scambiatore termico ed il ciclo riprende.
Alle basse temperature raggiunte ed in presenza di umidità si ha la formazione del ghiaccio sulla superficie dei tubi. Il ghiaccio, oltre a creare danni al sistema, ne può ridurre in maniera significativa l’efficienza.
Per evitare la formazione di ghiaccio bisogna effettuare un raffreddamento preventivo dell’effluente fino a 4°C, abbassando il livello di umidità prima che il flusso entri nel sistema di condensazione per refrigerazione.

3.4 Terzo livello di raffreddamento (crio-condensazione)

La temperatura di refrigerazione scende sotto -160 °C utilizzando come fluido refrigerante azoto ed è anche possibile trattare flussi di aria con temperature fino a 80°C. I livelli di temperatura raggiunti portano ad un azzeramento degli inquinanti presenti negli sfiati gassosi, i quali passano direttamente dalla fase vapore alla fase solida.
In un impianto di questo tipo è necessario avere a disposizione uno stoccaggio di azoto liquido.
L’azoto liquido fluisce all’interno di un fascio di tubi oppure di una serpentina, a seconda delle necessità, e vaporizza sottraendo calore ai vapori.
L’azoto vaporizzato può essere utilizzato per le necessità di impianto oppure può essere emesso in atmosfera liberamente.
Le sostanze solidificano all’esterno e vengono rimosse mediante liquefazione: tale operazione viene effettuata dallo stesso effluente da trattare.
Pertanto, le apparecchiature che compongono un impianto di questo tipo sono due: una in fase di rigenerazione e l’altra in funzionamento. Quindi l’effluente da trattare fa liquefare le sostanze solide formatesi, recuperando parte del freddo, e successivamente viene raffreddato nella seconda apparecchiatura dove sta transitando l’azoto liquido.
L’effluente a questo punto può essere immesso in atmosfera.

4. Caso pratico

Viene preso in esame un caso pratico di abbattimento di toluene da una corrente gassosa. L’impianto è stato installato presso un’azienda produttrice di agrofarmaci, presente nel territorio della regione Abruzzo, con lo scopo di ridurre la concentrazione di toluene negli sfiati gassosi entro i limiti prescritti dalla legge

4.1 calcoli teorici

I valori di tensione di vapore più bassi reperibili in letteratura sono quelli relativi al punto triplo T=178,15 °K pv=$4{,}4*10^{-7}$ bar [1]
Applicando la formula (1) ricaviamo la frazione molare del toluene

$$y=4{,}4*10^{-7}/1{,}013=4{,}34*10^{-7}\ \text{Moli toluene/moli totali}$$

che corrispondono a:

$$y*92{,}14*10^{6}/22{,}414\text{mg/Nm}^3=1{,}78\ \text{mg/Nm}^3$$

come si nota la composizione teorica risulta di molto inferiore ai limiti di legge

4.2 valori pratici

Per gentile concessione della ditta proprietaria dell'impianto, si riportano di seguito alcuni dati analitici sulle emissioni a monte e a valle dell'impianto criogenico:

Composizione media ingresso impianto criogenico 25300 mg/Nm^3

Composizione in uscita dall'impianto criogenico in due marce controllate
Prima marcia controllata 8,9 mg/Nm^3
Seconda marcia controllata 4,9 mg/Nm^3
Si nota, quindi, che anche la composizione pratica risulta di molto inferiore ai limiti di legge

5. Materiali utilizzati

[2] Tra tutti i diversi tipi di acciai inossidabili, la pratica ha dimostrato che solamente quelli con struttura essenzialmente stabile sono impiegabili con successo nelle applicazioni alle basse temperature, quali ad esempio quelle connesse con la produzione e con l'impiego dell'ossigeno (-196 °C) e dell'idrogeno (-254 °C) liquidi. Tra gli acciai inossidabili, pertanto, sino dalle prime applicazioni, ci si è indirizzati, e con successo, verso quelli a struttura austenìtica. In questi acciai, infatti, tale struttura è stabile anche a bassissime temperature. In altre parole, gli acciai inossidabili austenitici non presentano quell'intervallo di caduta di resilienza tipico di tutti gli altri acciai alle temperature inferiori allo zero.
Secondo esperienze condotte da parecchi autori ed i cui risultati sono stati raccolti nella tabella 1 [3, 4, 5], tali acciai non risentono, per quanto riguarda lo snervamento e la resistenza a trazione, di alcuna variazione negativa; al contrario, tali caratteristiche vengono decisamente esaltate.

Acciaio AISI	Temperatura (°C)	Carico di snervamento allo 0,2 % (kgf/mm²)	Carico di rottura (kgf/mm²)	Allungamento (*) (%)	Strizione (%)
302	+ 21	25	67	68	—
	− 74	36	112	53	—
	−196	56	161	35	—
	−253	88	195	25	—
304	+ 24	23	60	60	70
	−196	40	145	43	45
	−254	45	172	48	43
304 L	+ 24	20	60	60	60
	−196	25	137	42	50
	−254	28	155	41	57
310	+ 24	32	67	60	65
	−196	60	111	54	54
	−254	81	125	56	61
316	+ 21	25	59	70	—
	− 74	34	84	65	—
	−196	53	130	58	—
	−253	59	147	55	—
321	+ 21	27	63	60	—
	− 74	35	98	49	—
	−196	48	147	43	—
	−253	65	168	35	—
347	+ 24	25	63	50	60
	−196	29	131	40	32
	−254	32	147	41	50

(*) Ricavato su lunghezza utile dalla provetta di 50 mm (2 inc).

Tabella 1. Caratteristiche meccaniche alle basse temperature di alcuni acciai inossidabili allo stato ricotto

Gli acciai inossidabili austenitici hanno struttura cubica a facce centrate, contenente Ni e Cr in percentuale tale da conservare la struttura austenitica anche a temperatura ambiente

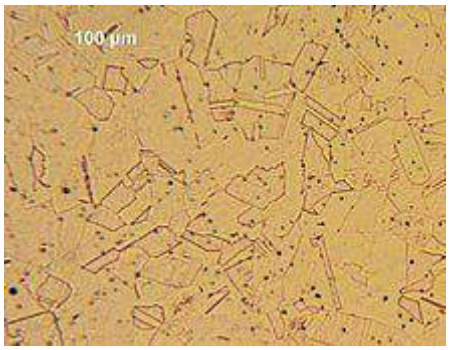


Figura 2. Struttura austenitica

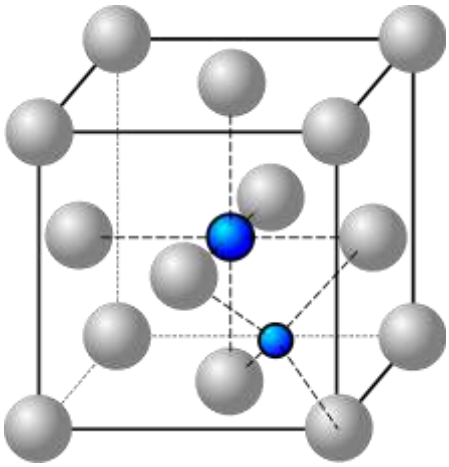


Figura 3. Struttura cristallina dell'austenite: il ferro è disposto secondo un reticolo cubico a facce centrate, mentre il carbonio è presente come elemento interstiziale

La struttura austenitica, in realtà, si conserva in condizioni metastabili a temperatura ambiente, e tale struttura si mantiene per tempi indefiniti, in quanto lo sviluppo completo della forma stabile, perlite, è estremamente lento (vedi curve di Bain in fig. 4).

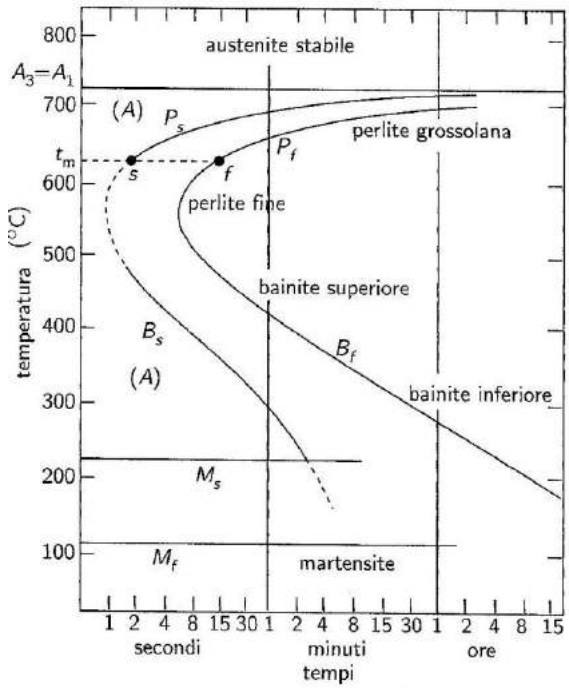


Figura 4. Diagramma di Bain

Come desumibile dall'esame delle curve di Bain, la trasformazione austeno/perlitica richiede che il materiale sia tenuto in forno per tempi lunghissimi, industrialmente insostenibili. D'altra parte, le velocità di raffreddamento e le temperature da raggiungere necessarie nella tempra per ottenere martensite sono tali che la struttura cristallina compatibile con processi economicamente interessanti è unicamente quella austenitica.
La loro struttura austenitica (con cristallo CFC) li rende immuni dalla transizione duttile-fragile (che si manifesta invece con la struttura ferritica, cristallo CCC), quindi conservano la loro tenacità fino a temperature criogeniche.

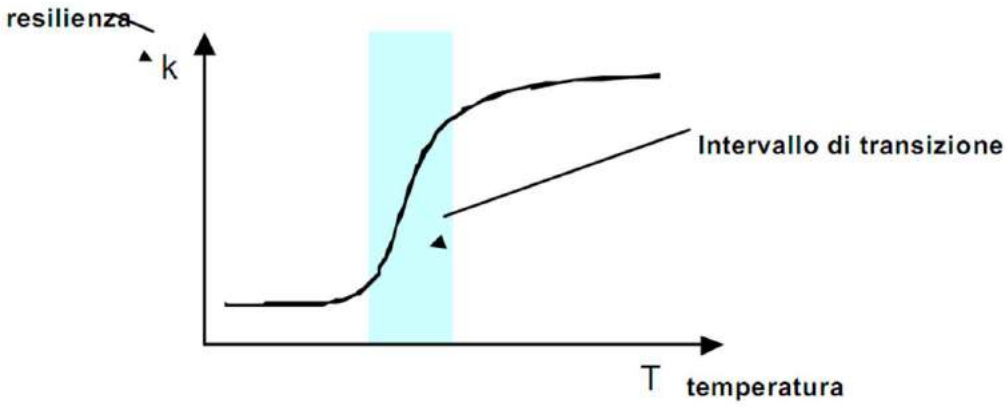


Figura 5. Curva di transizione duttile-fragile

I materiali usati nell'impianto preso in esame sono ASME SA240 TP 316/316L per il fasciame ed ASME SA312 TP 316/316L per i tronchetti di tubazione.

Element	Percentage by Weight (maximum unless range is specified)			
	Type 316	Type 316L	Type 317	Type 317L
Carbon	0.08	0.030	0.08	0.030
Manganese	2.00	2.00	2.00	2.00
Silicon	0.75	0.75	0.75	0.75
Chromium	16.00 – 18.00	16.00 – 18.00	18.00 – 20.00	18.00 – 20.00
Nickel	10.00 – 14.00	10.00 – 14.00	11.00 – 15.00	11.00 – 15.00
Molybdenum	2.00 – 3.00	2.00 – 3.00	3.00 – 4.00	3.00 – 4.00
Phosphorus	0.045	0.045	0.045	0.045
Sulfur	0.030	0.030	0.030	0.030
Nitrogen	0.10	0.10	0.10	0.10
Iron	Bal.	Bal.	Bal.	Bal.

Tabella 2. Composizione chimica ASTM A 240 e ASTM A A312

6. Conclusioni

Nel caso in esame è stato raggiunto l'obiettivo dell'abbattimento e recupero dei flussi inquinanti.
Per avere la solidificazione del toluene (C_7H_8) è stato utilizzato azoto liquido in pressione, per cui le condizioni di progetto dell'impianto sono di -200 °C e 20 bar.
Come materiali sono stati utilizzati acciai inossidabili austenitici che a basse temperature, anche vicine allo zero assoluto, non modificano sostanzialmente le caratteristiche meccaniche possedute a temperatura ambiente.

7. Bibliografia

[1] Goodwin RG. Toluene Thermophysical Properties from 178 to 800 K at Pressure to 1000bar. J. Phys. Chem. Ref. Data.1989;18(4):1566

[2] Di Caprio G. Gli acciai inossidabili resistenti all'urto alle basse temperature, impiegati nella costruzione di caldareria saldata. Rivista di Meccanica. n. 379; pagg. 9-15

[3] Mc Connel JH, Brady RR. Austenitic stainless steels thousands of tons in -300 to -425 °F service. Chemical Engineering. 11 luglio 1960

[4] Allegheny & Ludlum. Check the cryogenic properties of allegheny stainless and special steels. Materials in design eng. Aprile 1963:374-380.

[5] Hunter JR. The low temperature properties of the stainless steels, Allegheny - Ludlum Steel Corp. Pittsburg, 1960:960.

La nuova specifica tecnica sui cogeneratori – Revisione editoriale della Raccolta R comprensiva di note e chiarimenti emessi dal 2011

F. Di Tosto*, D. Rinaldi*, E. Ludovisi*, E. Ferrari**, C. Barbarossa**

*Inail - UOT di Roma
**Inail - DIT

Sommario

Negli ultimi anni si sta assistendo ad un crescente interesse mirato allo sviluppo di tutte quelle tecnologie che permettono di sfruttare al meglio le fonti energetiche disponibili. Fra queste troviamo sicuramente la cogenerazione. Il Parlamento Europeo ai fini del raggiungimento degli obbiettivi di risparmio energetico (protocollo di Kyoto) ha riconosciuto la cogenerazione come una delle tecnologie più importanti, includendo fra le proprie priorità la definizione di normative volte a favorirne la diffusione. L'INAIL, nell'ambito delle proprie competenze in tema di verifica di impianti, ha adeguato la propria politica di intervento tecnico nell'ambito degli impianti termici a seguito di un incremento significativo delle richieste di verifica, da parte degli utilizzatori, di impianti basati sulle nuove tecniche di risparmio energetico nel settore del riscaldamento in ambito civile ed industriale.

1. Introduzione

Con il termine di cogenerazione generalmente si intende la produzione simultanea e combinata di energia elettrica e termica (questa ultima sotto forma di acqua calda, acqua surriscaldata e vapore) generata da un'unica fonte di energia primaria.

La conversione del calore in energia meccanica avviene sfruttando un ciclo termodinamico nel quale parte del calore a più elevata temperatura entrante nel ciclo deve necessariamente essere ceduto a più bassa temperatura.

Tale quota di calore ceduto (Qp) rappresenta una perdita nel processo di conversione dell'energia che, indipendentemente dal ciclo termodinamico sfruttato, determina un rendimento del ciclo di trasformazione il cui limite massimo teorico è fissato dal rendimento del ciclo di Carnot.

La cogenerazione nasce dunque dal tentativo di recuperare in maniera utile tutto o parte del calore Q_p attraverso varie tecnologie tra le quali l'utilizzo di opportuni scambiatori di calore.

Tale calore in certi casi può essere utilizzato utilmente nell'industria, ad esempio sotto forma di vapore, oppure può essere destinato ad usi civili, come il per riscaldamento degli edifici.

Graficamente la situazione si può sintetizzare nelle figure 1 e 2 dove si rappresenta con Qr la quota parte del calore recuperato da Q_p.

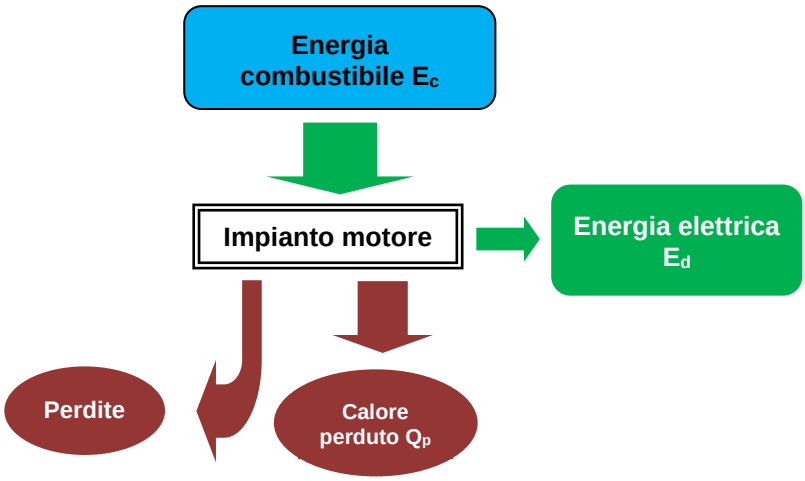


Figura 1. Impianto a ciclo semplice

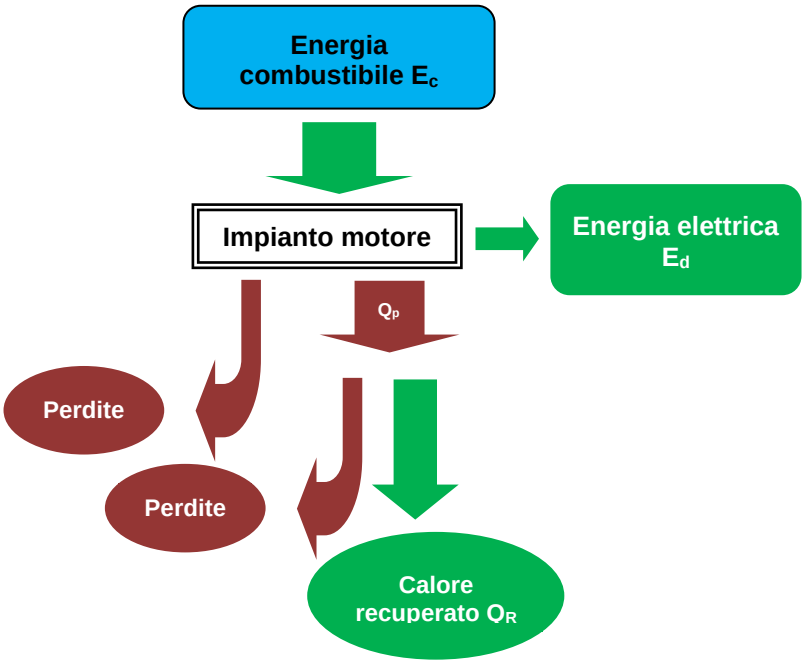


Figura 2. Impianto cogenerativo

Un'evoluzione della cogenerazione è la cosiddetta "*trigenerazione*" che si ottiene abbinando al cogeneratore un sistema frigorifero ad assorbimento. Tale sistema (Figura 3) sfrutta l'energia termica prodotta dal cogeneratore, per produrre energia frigorifera utilizzabile sia nel settore condizionamento sia nei processi industriali.

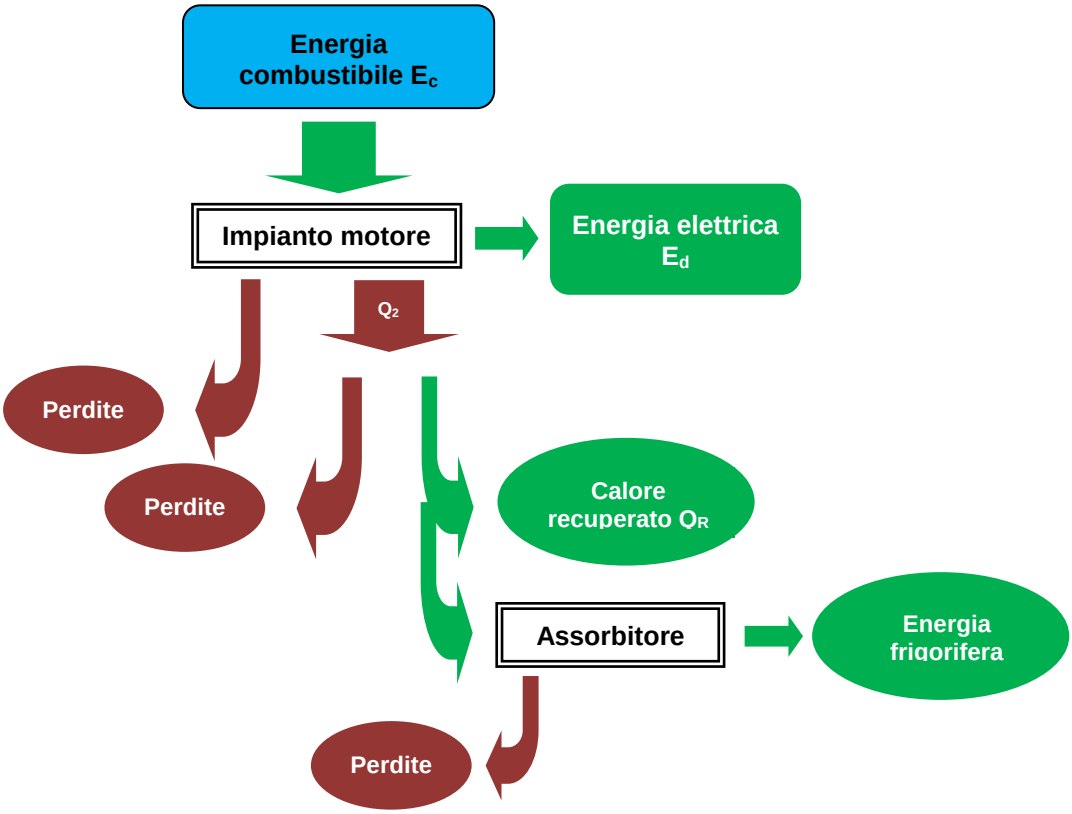


Figura 3. Impianto trigenerativo

Da questa breve introduzione si intuisce come la cogenerazione possa incrementare l'efficienza nell'utilizzo dei combustibili fossili tradizionali consentendo sia di ridurre i costi complessivi del sistema di generazione sia di favorire minori emissioni di sostanze inquinanti.

Dal punto di vista delle tecnologie utilizzate per la realizzazione dei motori primi, queste si basano generalmente su:

- impianti turbogas (utilizzati in ciclo semplice o in ciclo combinato per il recupero di calore dei gas di scarico e/o del vapore);
- impianti a vapore (a contropressione o a spillamento);
- motori alternativi a combustione interna (a ciclo Diesel o Otto).

Alle precedenti si stanno aggiungendo altre tecnologie innovative utilizzanti microturbine, motori stirling e celle a combustibile.

Nell'ambito dell'impiantistica di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria trovano sempre più ampia diffusione i recuperi termici di motori alternativi a combustione interna i quali si prestano alla cogenerazione in un campo di potenze piuttosto ampio (da poche decine di kW a qualche MW di potenza elettrica).

I motori a combustione interna mettono a disposizione calore a diversi livelli di temperatura. In un motore diesel ad esempio i gas di scarico vengono rilasciati a temperature dell'ordine dei 450°C, mentre calore a temperature comprese tra 80 e 100°C può essere recuperato dal liquido del circuito di raffreddamento delle camicie del motore,

dal circuito raffreddamento dell'olio motore o sfruttando l'intercooler se il motore è sovralimentato.

In figura 4 si riporta uno schema tipico di recupero termico dove un certo quantitativo di acqua viene riscaldato, da una temperatura inziale di 70°C ad una finale di 90°C, sfruttando in cascata il recupero termico rispettivamente da:

- scambiatore in uscita dal turbocompressore
- scambiatore olio motore
- scambiatore circuito di raffreddamento motore
- scambiatore gas di scarico.

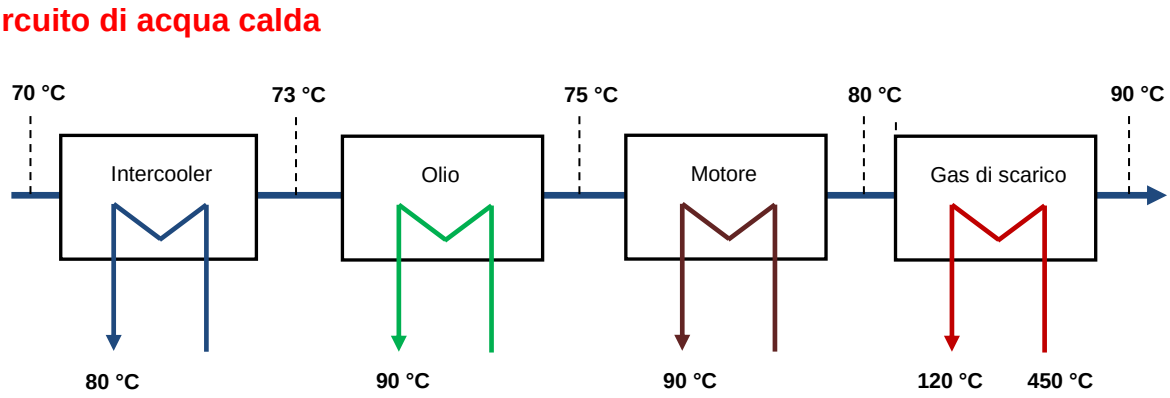


Figura 4. Recupero di calore da un motore a combustione interna sovralimentato cogenerativo

2. La specifica Tecnica INAIL

Il diffondersi degli impianti di cogenerazione in maniera massiccia anche sul territorio italiano ha recentemente indotto l'INAIL ad aggiornare i contenuti della Raccolta R che, sebbene aggiornata al 2009, non presentava indicazioni tecniche puntuali pur disponendo di un apposito capitolo (R.3.G) destinato allo scopo.

Allo scopo è stata predisposta un'apposita specifica tecnica applicabile ai circuiti secondari degli scambiatori di calore dei cogeneratori destinati alla produzione di acqua calda per impianti di riscaldamento ambiente, impianti per servizi igienici ed usi tecnologici aventi sul primario fluidi con temperatura superiore a 110 °C.

Detta specifica, ovviamente, non si applica ai circuiti primari degli scambiatori di calore interni ai cogeneratori certificati CE nell'ambito delle direttive applicabili[1].

Ai fini della pratica applicazione della specifica risultano definibili i seguenti elementi:

[1] Nella logica della Raccolta R, la specifica tecnica in questione non risulta applicabile nemmeno nel caso di circuiti di acqua calda certificati come insiemi PED.

1. **Circuito secondario di acqua calda**
   Circuito alimentato da almeno uno scambiatore avente il primario con fluido a temperatura superiore a 110°C destinato alla distribuzione di acqua calda per impianti di riscaldamento ambiente, impianti per servizi igienici ed usi tecnologici.

2. **Scambiatore di recupero calore del cogeneratore**
   Scambiatore alimentante un circuito secondario di acqua calda dove il fluido primario può essere acqua, olio o gas di combustione o altro fluido di recupero.

2.1 Indicazioni relative alla protezione del circuito secondario di acqua calda

Ai fini delle protezioni delle sezioni di impianto, la regolamentazione tecnica ha sempre classificato gli impianti stessi dal punto di vista del sistema atto a garantire l'espansione dell'acqua.
A tal fine si riportano di seguito gli elementi necessari introdotti dalla specifica tecnica per garantire la medesima logica di prevenzione e protezione utilizzata negli impianti tradizionali.

2.1.1 Impianti a vaso aperto
Gli scambiatori di calore degli impianti con vaso di espansione aperto devono essere provvisti di:

a) vaso di espansione aperto;
b) tubo di sicurezza;
c) tubo di carico;
d) termostato di regolazione;
e) termostato di blocco;
f) termometro con pozzetto per termometro di controllo;
g) manometro con attacco per manometro di controllo;
h) Dispositivo di protezione livello/pressione minimo.

I dispositivi di cui ai punti e) ed h), devono operare l'interruzione dell'apporto di calore allo scambiatore. Essi possono agire o su una valvola di intercettazione del fluido primario degli scambiatori aventi temperatura superiore a 110 °C o sullo spegnimento del cogeneratore. Il termostato di blocco deve essere indipendente dal termostato di regolazione.

Un secondo termostato di blocco, indipendente dal primo ed operante su una seconda valvola di intercettazione o termoregolatrice del fluido primario, dovrà essere previsto nel caso in cui la pressione massima di esercizio dell'impianto alimentato dallo scambiatore superi 5 bar.

Nel caso in cui il fluido primario sia costituito da vapore o acqua surriscaldata aventi temperatura non superiori a 150°C, il termostato di blocco e il termostato di regolazione possono operare sulla stessa valvola termoregolatrice installata sul circuito primario.

Il vaso di espansione deve essere costituito da un recipiente coperto ubicato sopra il punto più alto raggiunto dall'acqua in circolazione dell'impianto. Qualora il punto più alto sia a quota inferiore a 5 metri, i dispositivi di protezione e sicurezza dovranno intervenire a 100 °C.

Nel caso in cui gli scambiatori di recupero calore risultano idraulicamente collegati in serie i dispositivi di cui ai punti b), d), e), f), g) ed h) devono essere installati a valle dello scambiatore che effettua l'ultimo recupero del cogeneratore.

Nel caso in cui gli scambiatori di recupero calore risultano idraulicamente collegati in parallelo i dispositivi di cui ai punti b), c), e), f, g) ed h) devono essere installati su ciascun scambiatore avente fluido primario a temperatura superiore a 110 °C.

Ai fini del dimensionamento dei dispositivi di cui ai precedenti punti b) e c), risulta necessario considerare la effettiva potenza termica del generatore che partecipa all'azione del dispositivo in esame. Ad esempio, nel caso di circuiti secondari di scambiatori posti in serie di cui uno solo alimentato sul primario con fluido a temperatura superiore a 110°C, occorrerà considerare la somma delle potenzialità di tutti gli scambiatori in serie.

2.1.2 Impianti a vaso chiuso

I circuiti secondari di acqua calda degli impianti con vaso di espansione chiuso devono essere provvisti di:

a) valvola di sicurezza;
b) vaso di espansione chiuso;
c) termostato di regolazione;
d) termostato di blocco;
e) termometro con pozzetto per termometro di controllo;
f) manometro con attacco per manometro di controllo;
g) valvola di intercettazione combustibile o valvola di scarico termico;
h) dispositivo di protezione pressione minima.

In alternativa alle valvole previste al punto g) può essere installata la valvola di intercettazione del fluido primario ad azione positiva, o sistema di intercettazione del fluido primario, accettato dall'INAIL. Per il sistema di intercettazione del fluido primario, nel caso in cui questo sia costituito dai gas di combustione del cogeneratore, si veda il successivo paragrafo 3.

I circuiti secondari di acqua calda facenti parte di impianti a vaso di espansione chiuso non sono soggetti né all'applicazione del pressostato di blocco, né all'obbligo dell'intercettazione del fluido primario in caso di arresto delle pompe di circolazione, né, per potenza maggiore di 580 kW, all'installazione di una seconda valvola di sicurezza.

Nel caso in cui gli scambiatori di recupero calore risultano idraulicamente collegati in serie i dispositivi di cui ai punti a), c), d), e), f), g) ed h) devono essere installati a valle dello scambiatore che effettua l'ultimo recupero del cogeneratore.

Nel caso in cui gli scambiatori di recupero calore risultano idraulicamente collegati in parallelo i dispositivi di cui ai punti a), b), c), d), e), f), g) ed h) devono essere installati su ciascun scambiatore avente fluido primario a temperatura superiore a 110 °C.

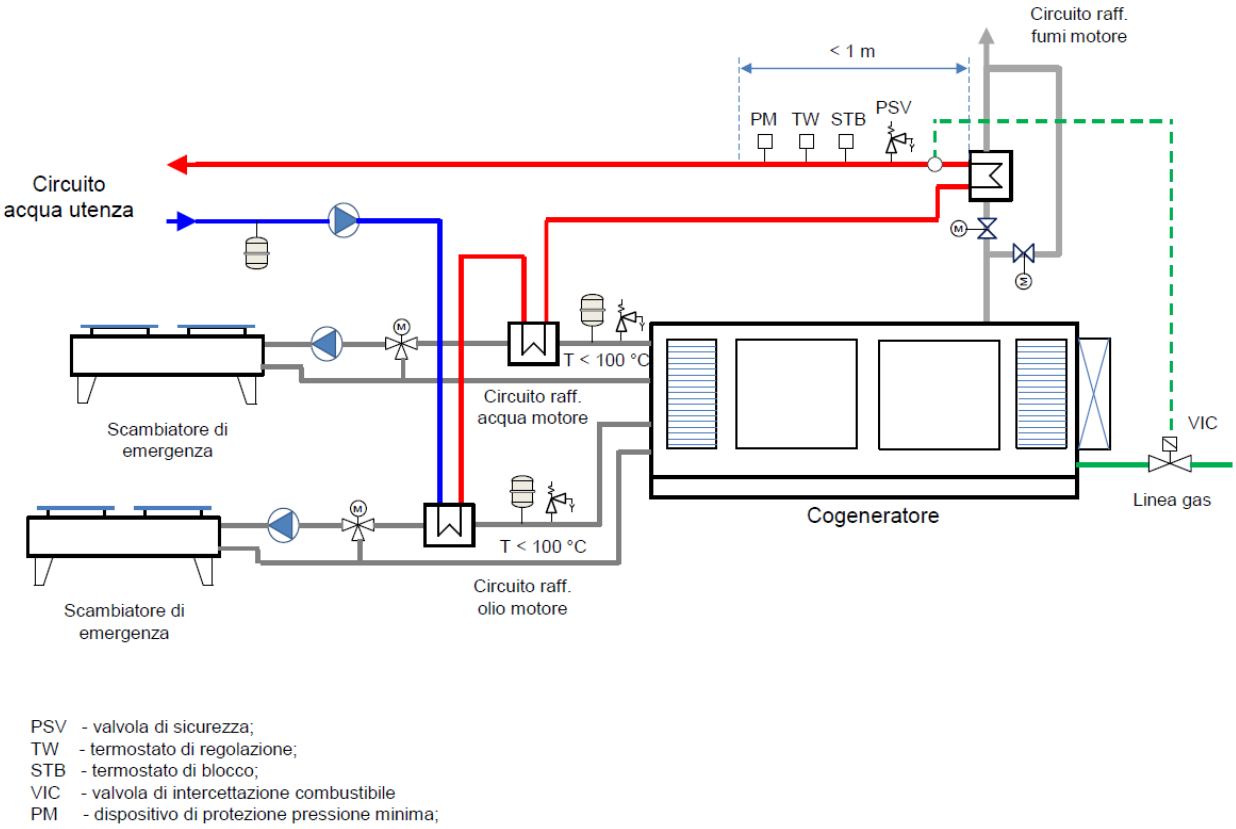
Ai fini del dimensionamento dei dispositivi di cui ai precedenti punti a) e g) (limitatamente alla valvola di scarico termico), risulta necessario considerare la effettiva potenza termica del generatore che partecipa all'azione del dispositivo in esame. Ad esempio, nel caso di circuiti secondari di scambiatori posti in serie di cui uno solo alimentato sul primario con fluido a temperatura superiore a 110°C, occorrerà considerare la somma delle potenzialità di tutti gli scambiatori in serie.

I dispositivi di cui ai punti d), g) (per le VST) ed h), devono operare l'interruzione dell'apporto di calore allo scambiatore. Essi possono agire o su una valvola di intercettazione del fluido primario degli scambiatori aventi temperatura superiore a 110 °C o sullo spegnimento del cogeneratore. Il termostato di blocco deve essere indipendente dal termostato di regolazione.

Il termostato di blocco, indipendente dal termostato di regolazione, deve operare su una valvola di intercettazione o termoregolatrice con funzione di blocco del fluido primario, non by-passabile, installata sulla tubazione di mandata del fluido primario stesso.

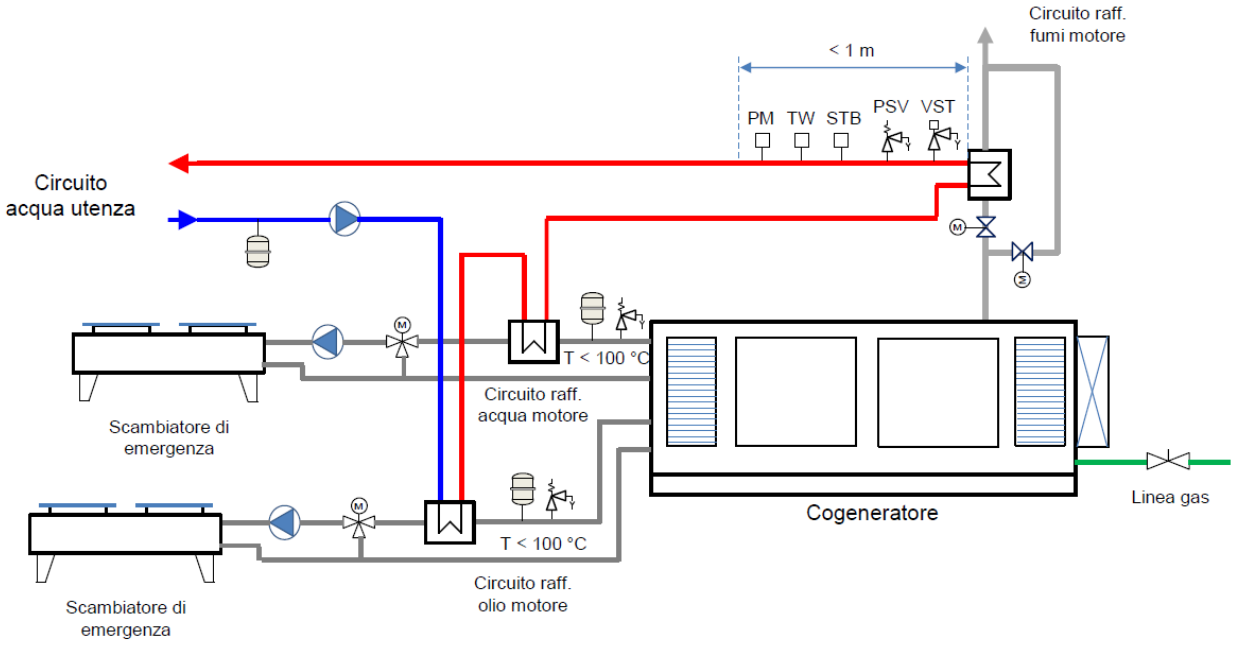
I collegamenti tra i vari scambiatori, devono essere implementati nello schema idraulico di progetto.

Nelle figure seguenti si riportano delle soluzioni tipiche adottabili limitatamente ad impianti con vaso di espansione chiuso.



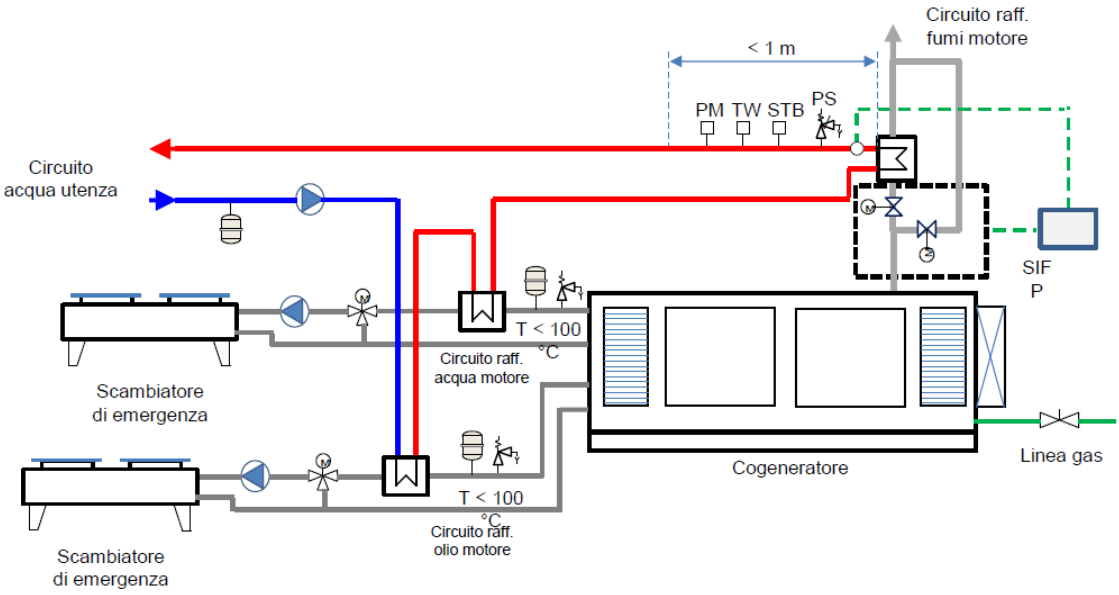
PSV - valvola di sicurezza;
TW - termostato di regolazione;
STB - termostato di blocco;
VIC - valvola di intercettazione combustibile
PM - dispositivo di protezione pressione minima;

Figura 5. Schema idraulico tipico – sicurezze comprensive di valvola di intercettazione del combustibile



PSV - valvola di sicurezza;
TW - termostato di regolazione;
STB - termostato di blocco;
VST - valvola di scarico termico;
PM - dispositivo di protezione pressione minima;

Figura 6. Schema idraulico tipico – sicurezze comprensive di valvola di scarico termico



PSV - valvola di sicurezza;
TW - termostato di regolazione;
STB - termostato di blocco;
PM - dispositivo di protezione pressione minima;
SIFP - sistema di intercettazione del fluido primario;

Figura 7. Schema idraulico tipico – sicurezze comprensive di sistema di intercettazione dei gas di scarico

3. Sistema di intercettazione del fluido primario costituito dai gas di combustione del cogeneratore

Tale apparato è costituito da un sistema di serrande/valvole che, qualora la temperatura di mandata sul circuito secondario ad acqua calda sia maggiore o uguale alla temperatura nominale di intervento, convogli il fluido primario (gas di scarico) direttamente al camino by-passando lo scambiatore a recupero.

L'apparato in questione, indipendente dal sistema di regolazione della temperatura dello scambiatore, deve essere costituito da:

1. n.1 serranda/valvola lato fumi provvista di comando di azionamento, posizionatore, trasmettitore di posizione e finecorsa aperto/chiuso.
2. n.1 serranda/valvola lato by-pass provvista di comando di azionamento, posizionatore, trasmettitore di posizione e finecorsa aperto/chiuso.
3. Quadro di comando/controllo.
4. Termostato di blocco (indipendente dal termostato di cui al punto 2.1.2 d).

L'apparato, ad azionamento elettrico/pneumatico/idraulico deve rispondere ai seguenti principi di base:

a) Sistema di serrande/valvole con doppio interblocco elettrico o interblocco elettromeccanico.
b) Posizionamento in sicurezza in caso di mancanza di alimentazione elettrica/pneumatica/idraulica del sistema di azionamento.
c) Posizionamento in sicurezza in caso di rottura o scollegamento dell'elemento sensibile del termostato.
d) Ripristino manuale del sistema a seguito dell'intervento.
e) Generazione di allarme ottico/acustico a quadro.

4. Conclusioni

La diffusione dei sistemi di cogenerazione ha indotto l'Istituto all'elaborazione di una specifica tecnica che coprisse gli aspetti tipici della sicurezza degli impianti ad acqua calda anche alle sezioni di impianto utilizzanti il recupero termico di detti nuovi sistemi.
L'occasione di una rivisitazione dei contenuti tecnici della Raccolta R ha contribuito all'idea successiva di mettere a disposizione degli utenti una revisione editoriale completa della Raccolta R – edizione 2009 che tenesse conto anche degli orientamenti tecnici emersi durante la prima fase di applicazione della Raccolta R dal 2011 ad oggi.

Bibliografia

[1] Campagna di informazione, comunicazione ed educazione a sostegno delle fonti rinnovabili, del risparmio e dell'uso efficiente dell'energia – pubblicazione RENAEL

[2] INAIL Raccolta R – Edizione 2009

La sicurezza idronica alla luce dell'evoluzione tecnologica degli impianti di riscaldamento ad acqua calda

M. Braga*, G. Codemo**, V. Galasso***

*Viessmann s.r.l., Accademia
**AIEL
***Inail - UOT di Taranto

Sommario

Gli impianti di riscaldamento ad acqua calda sono assoggettati a molteplici disposizioni legislative, di livello comunitario, nazionale, locale, nonché a norme tecniche di riferimento della regola d'arte; tali disposizioni, che intervengono nelle varie fasi di progettazione, installazione, esercizio, conduzione e manutenzione, sono riconducibili ai seguenti aspetti:

- contenimento dei consumi di energia;
- limitazione dell'inquinamento atmosferico;
- prevenzione incendi;
- tutela della salute e della sicurezza.

È peraltro evidente come l'evoluzione tecnologica sia a livelli così rapidi e diversificati da fornire agli operatori molteplici soluzioni innovative, in termini di materiali, componenti e soluzioni impiantistiche, al fine di ottimizzare l'efficienza di tali impianti, in termini sia di prestazioni che di riduzione dei consumi e delle emissioni nell'ambiente, senza però alterare gli standard di sicurezza. È quindi importante che le norme che regolamentano tali impianti siano, da un lato in grado di contemplare le soluzioni alternative che di volta in volta vengono proposte, dall'altro siano tra di loro integrate, al fine di evitare di fornire prescrizioni o indicazioni tra loro discordanti.

Con la presente memoria si intendono analizzare le disposizioni di legge e le norme tecniche riguardanti la sicurezza idronica, alla luce di nuove soluzioni impiantistiche proposte dai vari produttori di componenti e progettisti. A tal fine verrà proposto un caso studio, che individua un impianto di nuova concezione, con riferimento al quale verranno analizzate le problematiche esistenti proponendo soluzioni alternative a quelle previste dalle norme attualmente vigenti.

1. Introduzione

La sicurezza idronica negli impianti di riscaldamento ad acqua calda è regolamentata in Italia dal TITOLO II, Capo I del Decreto Ministeriale 1/12/1975 "Norme di sicurezza per apparecchi contenenti liquidi caldi sotto pressione" (Suppl. ordinario G.U. 06/02/1976 n. 33). All'epoca l'ANCC pubblicò la "Raccolta R ed. '82", che costituì la specifica tecnica di applicazione, rimasta praticamente inalterata negli anni, nonostante l'evoluzione tecnologica, l'adozione di nuove norme internazionali e nazionali e l'entrata in vigore di normative cogenti in materia di contenimento dei consumi di energia e di limitazione dell'inquinamento atmosferico.
A partire dagli anni '90 ebbe inizio un percorso di revisione della Raccolta, che portò all'emissione di circolari che integravano e in parte modificavano alcuni aspetti superati dalla tecnologia. Si ricordano, tra le altre, le circolari riguardanti i generatori di calore

modulari e gli impianti che prevedono i generatori alimentati a combustibili solidi non polverizzati a vaso chiuso.
La Raccolta R ed. 2009, attualmente in vigore dal 1° marzo 2011, pur introducendo diverse novità (come i generatori solari e i cogeneratori), ha tenuto principalmente conto di aspetti legati alle direttive di prodotto emanate e che avrebbero potuto limitare la commercializzazione e l'impiego di apparecchiature marcate CE. Non va comunque dimenticato che è stata scritta tenendo conto del dettato normativo, appunto il citato Decreto Ministeriale 1/12/75, di cui costituisce la specifica tecnica.

Nella sua pratica applicazione, la Raccolta R attualmente vigente mostra alcuni punti che potrebbero essere in alcuni casi in disaccordo con altre norme nazionali o europee o non compatibili con soluzioni impiantistiche tecnologicamente avanzate, definite per il rispetto di normative cogenti.
Di seguito vengono descritti i punti salienti che si intendono analizzare.

2. Protezione in caso di arresto della circolazione dell'acqua

L'articolo 7, comma 1 del Cap. R.3.B della Raccolta R Ed. 2009 prescrive quanto segue: *"Fermo restando che la temperatura dell'acqua nel generatore di calore deve essere mantenuta in qualsiasi impianto e in tutte le condizioni di funzionamento entro i limiti prescritti dal fornitore del generatore, negli impianti di riscaldamento con vaso di espansione chiuso, in cui la circolazione è assicurata mediante elettropompa, l'apporto di calore deve essere automaticamente interrotto nel caso di arresto delle pompe di circolazione"*. La circolare INAIL A00-09/0001178 del 22 febbraio 2016, nel ribadire che il punto riportato deve riferirsi alle "pompe di impianto", stabilisce che il requisito richiesto può essere assolto con una serie di possibili soluzioni, tra le quali ad esempio un flussostato, un pressostato differenziale o un asservimento elettrico del funzionamento delle pompe al circuito di alimentazione del bruciatore. Questo punto merita alcune considerazioni in riferimento alle conseguenze impiantistiche di tale prescrizione. Si consideri lo schema proposto in fig. 1. Considerando una delle pompe appartenenti al circuito secondario di distribuzione utenze, si avrebbe come risultato l'impossibilità di caricare l'accumulo termico inerziale nel periodo transitorio di accensione di impianto, poiché il generatore non avrebbe mai il consenso per l'accensione con partenza a freddo. Diversamente, nel caso in cui considerassimo la pompa del circuito primario, il consenso per l'accensione non verrebbe mai dato per i generatori in cui l'elettronica di gestione e regolazione prevede il funzionamento in regime transitorio a pompa di circolazione primaria spenta e qualora il generatore di calore non sia provvisto di una propria pompa di circolazione interna. Questo evidentemente comporta l'impossibilità di utilizzare sistemi con accumulo inerziale termico con circuito primario e secondario.

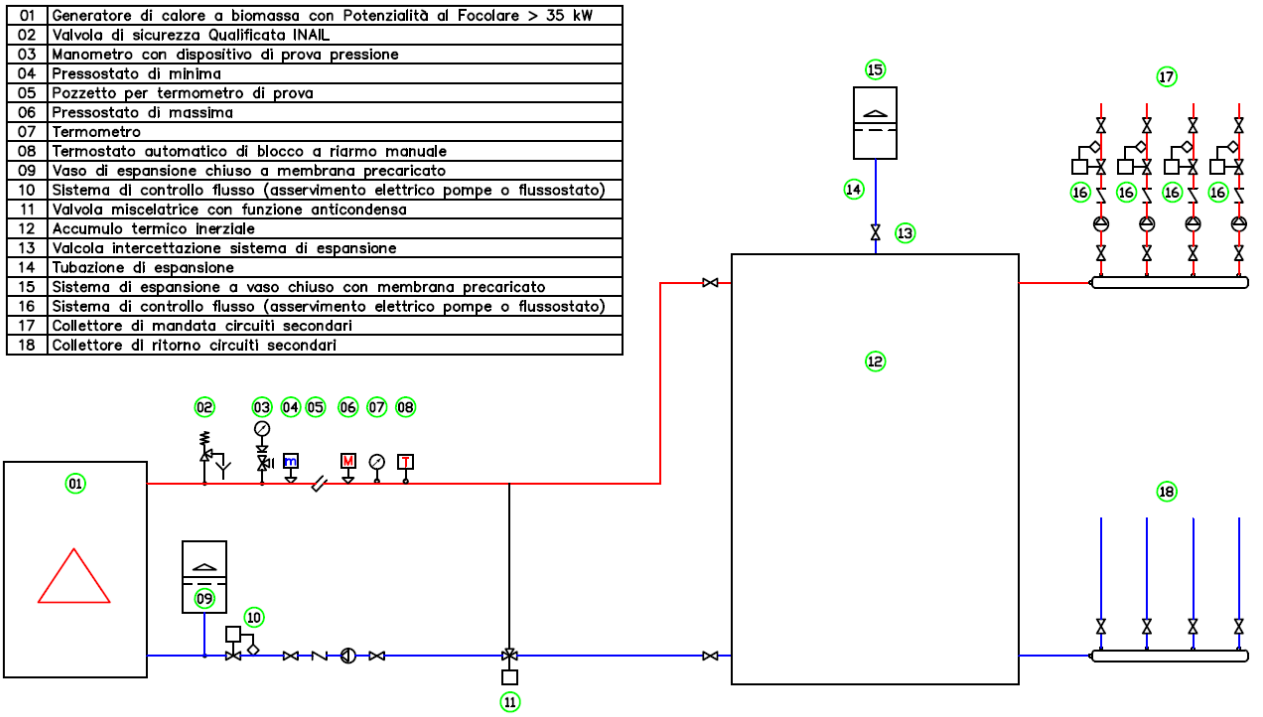


Figura 1

3. Pressione di taratura della valvola di sicurezza

La Raccolta R 2009 al capitolo R.3.B articolo 2 comma 3, indica quanto segue: “La pressione di taratura della valvola, aumentata dalla sovrapressione ammessa, non può superare la pressione massima di esercizio del generatore di calore. Il progettista deve verificare che la pressione massima esistente in ogni punto dell’impianto, non superi quella massima di esercizio di ogni suo componente”. Si evidenza che il requisito di sovrapressione, che peraltro non è citato nel’art. 19 del D.M. 1/12/1975, non è richiesto per il dimensionamento delle valvole di sicurezza per potenze al focolare fino a 35 kW. Tale requisito non sembra più al passo con l’evoluzione tecnologica né coerente con le norme attualmente vigenti in materia di attrezzature a pressione; al riguardo, la norma UNI EN 12828 del 2014 prevede che la pressione di taratura della valvola di sicurezza sia semplicemente non maggiore delle pressioni massime di esercizio di tutti i componenti presenti nell’impianto. L’armonizzazione alla norma europea EN 12828 consentirebbe una uniformità di applicazione delle prescrizioni all’interno della Comunità Europea e comporterebbe una diminuzione del volume di espansione con indubbi vantaggi economici ed energetici, dovuti a minori dispersione termiche del vaso di espansione.

4. Temperatura massima ammissibile

La temperatura massima ammissibile è definita all’interno della Raccolta R 2009, come la temperatura massima dell’acqua per la quale il generatore è progettato, dichiarata o specificata dal produttore (100 °C o 110°C). La temperatura massima ammissibile viene successivamente richiamata come parametro per il dimensionamento dei sistemi di espansione a vaso aperto o chiuso, e in questo caso è riferita alla temperatura di intervento dei dispositivi di sicurezza (Valvola di scarico termico, valvola di intercettazione combustibile, valvola di intercettazione del fluido primario autoazionante, sistema di

intercettazione del fluido primario). Non viene definito come dimensionare il volume di espansione per impianti con sistema di generazione a combustibile solido a disconnessione rapida in cui non è presente né la valvola di intercettazione combustibile né la valvola di scarico termico poiché non richieste. Una soluzione potrebbe essere l'utilizzo della formula di dimensionamento dei sistemi di espansione così come contemplato nella UNI EN 12828.

5. Intercettazione dei vasi di espansione

Il sistema di espansione a servizio di ogni generatore, scambiatore, bollitore, o accumulo, deve essere non intercettabile. Questa prescrizione contenuta nella Raccolta R 2009 al Capitolo R.3.B. articolo 5 comma 1, impedisce le normali verifiche di corretto funzionamento del sistema di espansione a vaso chiuso con precarica. Infatti nei dispositivi di espansione basati su precarica, possono verificarsi delle perdite di pressione sul lato gas, con conseguente diminuzione della pressione di precarica e variazione del volume utile di espansione. Questo può comportare un innalzamento della pressione di esercizio a valori superiori alla pressione di taratura della valvola di sicurezza con conseguente scarico di una parte del fluido in condizioni di impianto caldo ed una attivazione del sistema di reintegro a impianto freddo con conseguente ingresso nel circuito idronico di fluido non adeguatamente trattato. Questo si ripercuote in termini negativi sia dal punto di vista economico che di efficienza energetica. Si ricorda inoltre che il D.M. 26 giugno 2015, per impianti con potenza termica utile superiore a 35 kW, impone l'installazione di un contatore nel circuito di reintegro, i cui valori devono essere annotati con cadenza annuale nel libretto di impianto.
Si evidenzia anche il fatto che i vasi di espansione non dovrebbero essere definiti come dispositivi di sicurezza, in quanto la loro funzione principale è il corretto funzionamento di tutti i componenti di impianto e la stabilizzazione delle pressioni di esercizio in tutte le condizioni di impiego. Si ricorda che sono presenti ben 3 livelli di protezione indipendenti per la gestione della variabile pressione, pressostato automatico di regolazione, pressostato automatico di blocco a riarmo manuale, valvola di sicurezza. Si ritiene dunque molto più importante la possibilità di verificare periodicamente il corretto funzionamento del vaso, e quindi dell'intero impianto, piuttosto che non consentire la sua intercettazione per motivi di sicurezza.

6. Vasi dinamici comandati da compressore o pompa di pressurizzazione

Si tratta di vasi chiusi particolari, per il cui dimensionamento non è vi certezza di poter usare le formule attualmente previste nella Raccolta R (ved. fig. 2).

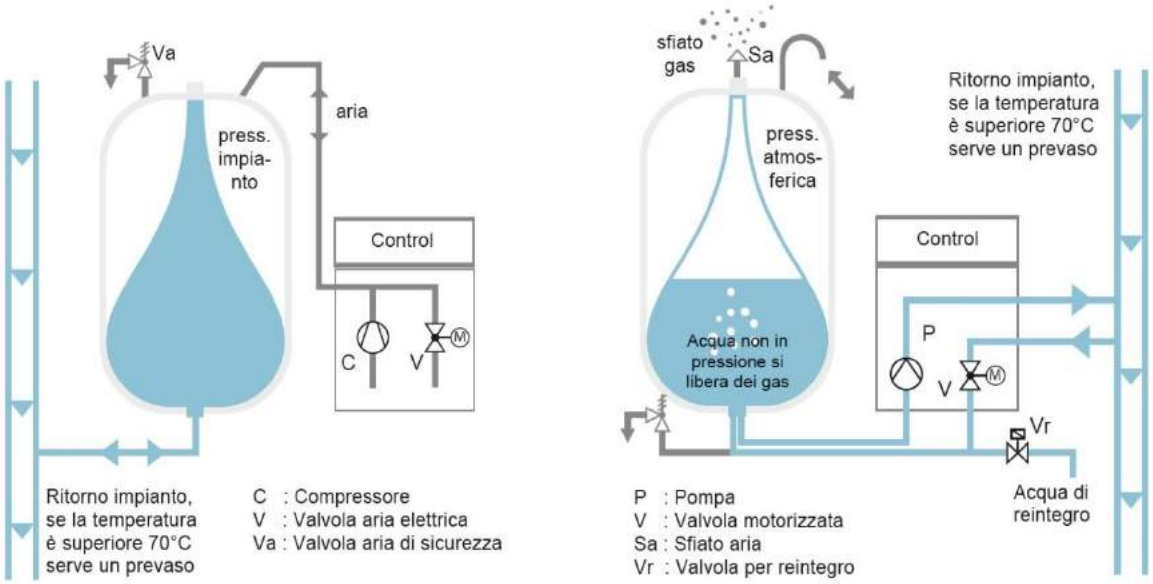


Figura 2 (Gentilmente concessa da Reflex Winkelmann GmbH)

6.1 Vaso dinamico comandato da compressore

È un sistema di espansione controllato elettronicamente ed azionato sul lato aria, ovvero variando la pressione del cuscino d'aria tra la membrana di separazione e la struttura metallica del vaso. La pressione viene aumentata (tramite un compressore d'aria) o diminuita (tramite una valvola di sfiato) a seconda delle esigenze di espansione del fluido termovettore nei vari stati transitori da impianto freddo a caldo e viceversa. Il tutto viene controllato da un sistema elettronico basato su microprocessore che analizzando i segnali dei vari pressostati, gestisce le regolazioni per poter mantenere la pressione ai valori prossimi alla pressione di setpoint impostata con un errore solitamente di ± 0,1 bar. Il controllo del livello massimo e minimo di fluido termovettore interno al sistema, viene garantito da un livellostato, che può anche fungere la dispositivo di protezione di pressione minima garantendo il quantitativo minimo di fluido interno al generatore di calore. E' presente una valvola di sicurezza ad azione positiva nel lato gas del dispositivo, per garantire la sicurezza in caso di malfunzionamenti.

6.2 Vaso dinamico comandato da pompa di pressurizzazione

Nel sistema di espansione dinamico comandato da pompa di pressurizzazione, la corretta pressione di impianto viene gestita agendo sul lato fluido termovettore sempre tramite un sistema elettronico computerizzato che in base ai dati inviati dal pressostato provvede a comandare la pompa di pressurizzazione in caso di contrazione del fluido o agendo su una valvola di sfogo per garantire la corretta espansione in caso di dilatazione del fluido stesso.
È sempre presente un livellostato con funzioni analoghe al sistema comandato da compressore, mentre la valvola di sicurezza demandata a garantire il non raggiungimento di sovrapressioni dannose in caso di malfunzionamento è installata nel lato fluido termovettore, essendo il lato gas mantenuto in comunicazione con l'atmosfera per garantirne il costante equilibrio di pressione. Questo sistema consente inoltre di effettuare cicli di disaerazione agendo simultaneamente sia sulla pompa di pressurizzazione che sulla valvola di sfogo. Questo consente di creare una pressione negativa che favorisce la

fuoriuscita delle microbolle di gas incluse nel fluido termovettore, consentendo una disaerazione molto più efficace rispetto a sistemi di disaerazione tradizionali.

6.3 Considerazioni

Una aspetto particolarmente limitativo previsto nella Raccolta R 2009 per i sistemi dinamici, è la modalità di calcolo del diametro minimo del tubo di espansione secondo quanto previsto al Cap. R.3.B. all'articolo 5.2. Con questa formula si lega il dimensionamento del diametro del tubo di espansione unicamente alla potenza installata, non considerando in alcun modo il contenuto di fluido termovettore dell'impianto e quindi non considerando la reale rapidità di espansione del fluido stesso. Considerando che questo tipo di sistemi viene implementato in impianti di potenza medio alta, in alcuni casi il diametro del tubo di espansione presente nel vaso dinamico non è compatibile con il minimo derivante dal modello di calcolo sopracitato, con conseguente impossibilità di installazione del sistema stesso. Questo problema potrebbe essere evitato creando un capitolo dedicato ai vasi dinamici dove trattare in maniera particolareggiata il loro dimensionamento e quello dei dispositivi ad esso associati.
Il dimensionamento dei vasi dinamici viene eseguito in conformità alla modalità di calcolo dei vasi aperti, ne consegue un minor volume di espansione a parità di condizioni al contorno, come evidenziato dalla tabella 1 sottostante.

VASO DINAMICO	VASO CHIUSO
$V_E = V_A * n / 100$ = 589 Litri V_A = 14000 Litri $n = 0.31 + 3.9 * 10^{-4} * t_m^2 = 4.21$ t_m = 100 °C	**$V_N = V_E / (1 – P_1 / P_2)$ = 1816 Litri** V_A = 14000 Litri $P_1 = 1.5 + 1 = 2.5$ bar $P_2 = 2.7 + 1 = 3.7$ bar t_m = 100 °C

Tabella 1

7. Problematiche correlate al condizionamento chimico del fluido termovettore

In riferimento a quanto contenuto nel D.M. 26 giugno 2015, in cui vi è l'obbligo del trattamento d'acqua tramite condizionamento chimico per tutte le potenzialità indipendentemente dalla durezza dell'acqua, si evidenzia che nella formula di dimensionamento dei sistemi di espansione, cosi come prevista dalla Raccolta R 2009, non viene contemplata la presenza di un coefficiente di dilatazione che tenga conto del condizionante chimico presente. Questa possibilità è prevista dalla norma Europea EN 12828-2014, nella quale all'Annex D articolo 2, viene esplicitamente richiesto il calcolo complessivo dei coefficienti di dilatazione dei vari condizionanti chimici adottati. Si sottolinea che la Raccolta R 2009, essendo specifica tecnica del Decreto Ministeriale 01 dicembre 1975, si riferisce formalmente ad impianti che utilizzano come fluido termovettore l'acqua calda. Sarebbe auspicabile che anche nella Raccolta R venisse recepita l'esigenza della presenza di sostanze presenti nel fluido termovettore a vario

titolo, in modo da considerare in modo tecnicamente corretto i giusti coefficienti di dilatazione nel calcolo del volume d'espansione.

8. Conclusioni

Gli aspetti di sicurezza idronica negli impianti di riscaldamento ad acqua calda sono di importanza rilevante per la progettazione di tali impianti e sotto questo aspetto il D.M. 1/12/1975, insieme alla Raccolta R, che ne costituisce la specifica tecnica del Titolo II, Capo I, è da sempre riconosciuto un valido strumento per tutti gli operatori del settore. Tuttavia, è auspicabile che, come accade per le norme riguardanti altri aspetti d'interesse per il legislatore, anche tale norma possa essere facilmente oggetto di revisione continua, per poter tener conto della veloce evoluzione tecnologica di tali impianti, dettata dalla ricerca, da parte di tutti gli operatori economici del settore, di trovare soluzioni tecnologicamente sempre più avanzate in tema di contenimento dei consumi e delle emissioni nell'ambiente. Ciò consentirebbe ai progettisti, agli installatori e ai funzionari tecnici dell'INAIL, costantemente impegnati nell'attività di omologazione e verifica di tali impianti, di avere uno strumento utile e di oggettiva interpretazione in un aspetto rilevante quale è quello della sicurezza idronica.

9. Bibliografia

[1] D.M. 1/12/1975 "Norme di sicurezza per apparecchi contenenti liquidi caldi sotto pressione" (Suppl. ordinario G.U. 06/02/1976 n. 33)

[2] Circolare INAIL n. 1IN/2010 del 14 dicembre 2010 "Aggiornamento della Regolamentazione tecnica sugli impianti di riscaldamento ad acqua calda – Raccolta R edizione 2009"

[2] Circolare INAIL A00-09/0001178 del 22 febbraio 2013 "Raccolta R – Edizione 2009 – Chiarimenti e precisazioni – DCC/1-2013"

[3] UNI EN 12828 2014: Impianti di riscaldamento negli edifici - Progettazione dei sistemi di riscaldamento ad acqua

[4] UNI 10412-1 2006: Impianti di riscaldamento ad acqua calda - Requisiti di sicurezza - Parte 1: Requisiti specifici per impianti con generatori di calore alimentati da combustibili liquidi, gassosi, solidi polverizzati o con generatori di calore elettrici

[5] UNI 10412-2 2009: Impianti di riscaldamento ad acqua calda - Prescrizioni di sicurezza - Parte 2: Requisiti specifici per impianti con apparecchi per il riscaldamento di tipo domestico alimentati a combustibile solido con caldaia incorporata, con potenza del focolare complessiva non maggiore di 35 kW

Non conformità rilevate nel corso degli accertamenti su impianti termici (D.M. 01/12/1975 – Raccolta R Ed. 2009)

M. Oss*, E. Ferretti*, D. Sanzi**, A. Tani**, F. Rocchi***, P. Morucchio***, R. Acerboni***, A. De Palma***, F. Boella***

*Inail - UOT di Bolzano
**Inail - UOT di Padova
***Inail - UOT di Venezia

Sommario

Gli impianti termici con potenzialità superiore ai 35 kW sono soggetti al DM 1.12.1975. Il progetto dell'impianto è soggetto ad approvazione da parte dell'Inail per quanto riguarda la conformità alla Raccolta R. La realizzazione dello stesso è poi soggetta a verifica della rispondenza al progetto approvato sempre dai tecnici dell'Inail.

Sia nella prima fase che nella seconda possono emergere delle non corrette interpretazioni della normativa.

Nel presente articolo vengono esposte le non conformità alla Raccolta R edizione 2009 che sono state maggiormente riscontrate dai tecnici delle UOT di Bolzano, Padova e Venezia nel corso della loro attività di esame dei progetti e di verifica degli impianti.

Quanto trattato è anche spesso oggetto di richiesta di chiarimenti da parte dell'utenza, progettisti ed impiantisti. Prendendo quindi in esame le maggiori criticità rilevate si auspica di essere un valido aiuto sia per coloro che non conoscono approfonditamente l'argomento sia per coloro che conoscono meglio la materia.

1. Introduzione

La Raccolta R edizione 2009 ha introdotto diverse novità rispetto all'edizione del 1982 per quanto riguarda gli impianti termici con potenzialità superiori a 35 kW. Può non risultare sempre agevole la sua interpretazione e ciò è origine di non conformità nella compilazione della modulistica da presentare alle U.O.T. (in particolare dei moduli RR, RR gen, RR circuiti, schema, calcoli…), nella progettazione e nella realizzazione dell'impianto termico. Riportiamo nel dettaglio quanto riscontrato.

2. Compilazione della modulistica per la presentazione della denuncia

Una delle più frequenti non conformità riguarda la compilazione del Modulo RR ed in particolare la potenzialità globale dell'impianto riferita alla somma delle potenzialità al focolare dei singoli generatori installati: nella somma vengono incluse le potenzialità dei generatori anche quando fra essi e l'impianto è installato uno scambiatore. Nelle circolari di chiarimento emanate prima dall'ex ISPESL e poi dall'INAIL Settore Ricerca Certificazione e Verifica, è riportato che l'inserimento di uno scambiatore costituisce barriera idraulica fra i circuiti pertanto le singole potenzialità non si devono sommare in quanto trattasi di impianti separati. I casi riguardano, nello specifico, impianti con generatori di calore a biomasse o impianti a pannelli solari integrati con generatori a combustibile gassoso di potenzialità inferiore a 35 kW. Nel caso di superamento della

soglia dei 35 kW al focolare per entrambi, l'impianto diviene oggetto di pratiche di denuncia distinte.

Un'altra frequente non conformità riguarda la compilazione del Modulo RR/Gen alle voci:

- dispositivi di sicurezza temperatura: la voce "temperatura massima di progetto" viene spesso interpretata come "temperatura massima di esercizio" e vengono riportati valori di 70-80 °C, in disaccordo con quanto richiesto nei capitoli R.3.A. ed R.3.B. ove si evince che la temperatura massima di progetto è la "temperatura massima raggiungibile nell'impianto coincidente con la temperatura di intervento del dispositivo di sicurezza" (termostato di blocco nel caso di impianto a vaso aperto e valvola di intercettazione combustibile/scarico termico nel caso di impianti a vaso chiuso); ne consegue che dal calcolo del volume di espansione si ottiene un valore inferiore a quanto richiesto.
- dispositivi di protezione: non viene dichiarato esistente il dispositivo di protezione livello/pressione minima e il flussostato, o il dispositivo installato ai fini del rispetto della disposizione R.3.B. § 7 "Protezione in caso di arresto della circolazione dell'acqua" (che può essere assolto prevedendo in alternativa al flussostato l'asservimento elettrico delle pompe di circolazione al bruciatore o pressostato differenziale o altro dispositivo). Quest'ultima soluzione è da riportare sulla relazione tecnica e sulle dichiarazioni complementari.
- protezione dal gelo: la soluzione adottata, qualora possa verificarsi il gelo, non risulta descritta nel progetto (Cap. R.3.B § 6 e Cap. R.3.A. § 3).

Anche le dichiarazioni complementari risultano talvolta incomplete. Non viene seguita la traccia indicata al paragrafo 3 della lettera Circolare INAIL DCC del 28/2/2011 "Raccolta R 2009 - modalità di denuncia"

Frequenze minori di non conformità riguardano:

- il valore della pressione di taratura della valvola di sicurezza: sul mod. RR viene indicato un valore pari o superiore alla pressione massima di esercizio del generatore. La Raccolta R indica chiaramente che il valore della pressione di taratura sommato al valore della sovrapressione ammessa (10%) non deve superare la pressione massima di esercizio del generatore dichiarata sul mod. RR.
- il valore della pressione di precarica del vaso di espansione chiuso: viene dichiarato inferiore al valore del battente idrostatico dell'impianto.

3. Progettazione dell'impianto termico

Per quanto riguarda la progettazione dell'impianto le non conformità più frequenti sono:

- Errato calcolo del volume di espansione dovuto all'utilizzo del coefficiente di espansione pari a 0,035, relativo alla temperatura di 90°C, che veniva utilizzato in applicazione della vecchia regola tecnica "Raccolta R 1982", nella quale non era espressamente indicato il valore del coefficiente da utilizzare. Con la Raccolta R 2009 il coefficiente da prendere è riferito alla temperatura di intervento del dispositivo di sicurezza, come già sopra ricordato.
- Assenza del dispositivo di protezione pressione minima
- Relativamente ai sistemi di espansione dei circuiti secondari, di cui al cap. R.1.A. § 3, in particolare per la valvola di sicurezza, non risultano dichiarati la pressione di taratura ed il diametro e vengono rilevate valvole di intercettazione delle valvole di sicurezza e dei vasi di espansione. Spesso non risultano neppure dichiarati i dati tecnici, quali la capacità e la pressione massima di progetto, dei riscaldatori d'acqua di consumo.

- Vasi di espansione intercettati sul collegamento con il generatore e anche sul collegamento alle porzioni di impianto
- La portata che la valvola di sicurezza è in grado di scaricare, valore che è indicato nel certificato rilasciato dal costruttore, è insufficiente rispetto a quanto risulta dal calcolo di cui al Cap R.3.B. § 2.2.
- Il diametro interno del tubo di collegamento vaso-generatore è insufficiente. Il calcolo deve essere fatto secondo il Cap R.3.B. § 5.2.

Altre non conformità che si presentano meno frequentemente in quanto tipologie di impianto meno utilizzate sono:

- Con riferimento al Cap. R.3.C. § 3.2, riguardante i generatori di calore a combustibile solido non polverizzato con potenza nominale fino a 100 kW a disinserimento parziale, nei quali, al posto del dispositivo di dissipazione della potenza residua vengono installate le valvole di scarico termico, non si rileva quasi mai che queste valvole siano state previste a reintegro totale come invece disposto al Cap. R.2.A § 3.4 e § 3.7.1 relativo al loro dimensionamento.
- Con riferimento al Cap. R.3.D. § 2.2.1, al punto g) è prevista l'installazione della valvola di intercettazione combustibile o valvola di scarico termico; nel caso si sia scelta quest'ultima il relativo collegamento elettrico previsto per il blocco della fonte principale dell'apporto di calore non viene specificatamente espresso.

4. Realizzazione dell'impianto termico

Le non conformità che si riscontrano durante le verifiche in loco dell'impianto termico sono in genere il frutto di una mancata applicazione delle disposizioni progettuali da parte dell'installatore o di un'errata interpretazione delle stesse. A volte si potrebbe pensare che l'installatore segua una prassi d'installazione ormai consolidata per quanto errata.
In particolare, tali errori e la sistematicità con cui vengono rilevati, denota che vi è scarsa conoscenza di alcune indicazioni contenute nella Raccolta R, compresi alcuni punti che per altro, sono stati chiaramente esplicitati nell'ultima revisione del 2009 della Raccolta R.
Per quanto attiene invece la documentazione da produrre in fase di accertamento si riscontrano spesso delle carenze più o meno importanti.
Tali carenze riguardano essenzialmente la mancanza delle certificazioni di taratura dei dispositivi di sicurezza, la mancanza delle dichiarazioni di conformità dell'impianto alla regola dell'arte ai sensi del Decreto 37/08, la mancanza delle dichiarazioni di conformità dei vasi di espansione.
Per i generatori di calore modulari, la documentazione di cui al Cap. R.3.F., § 4.1.4, ovvero l'attestato di rispondenza al prototipo, risulta essere spesso mancante rendendo di fatto difficile stabilire la conformità del modulo stesso alle disposizioni del succitato Cap. R.3.F.
Per quanto riguarda l'impianto sono state riscontrate le seguenti non conformità riportate di seguito in ordine decrescente in rapporto alla loro incidenza:

- Errato posizionamento della sonda della Valvola di Intercettazione del Combustibile (V.I.C.);
- Assenza della protezione in caso di arresto della circolazione dell'acqua;
- Presenza di vasi di espansione intercettati;
- Diametro del tubo di espansione e dell'attacco del vaso insufficiente;
- Tubazione di espansione realizzata con curve stette (a gomito);
- Gruppi di caricamento dell'impianto tarati a pressioni superiori alla pressione di precarica dei vasi di espansione dell'impianto;

- Pressioni di precarica dei vasi di espansione differenti dalle pressioni di progetto e di calcolo;
- Pressostati di minima non tarati/cablati;
- Gruppi di caricamento impianto intercettati;
- Vasi di espansione con pressione di targa inferiore alla pressione di esercizio dell'impianto;
- Indicatori di pressione con fondo scala errato;
- Dispositivi di sicurezza, protezione e controllo collocati oltre le distanze consentite;
- Dispositivi di protezione e controllo per la temperatura collocati su un tronchetto cieco;
- Sonda della valvola di intercettazione del combustibile non bloccata con piombo;
- Valvole di sicurezza sottodimensionate;
- Valvole di sicurezza prive di scarico convogliato;
- Tubazione di carico dal vaso di espansione aperto assente o non correttamente collegata al generatore.

Volendo entrare nel dettaglio di alcune delle non conformità rilevate, si è notato che per quanto la Raccolta R Ed. 2009 abbia esplicitato alcuni concetti fornendo indicazioni precise, alcuni aspetti risultano ancora poco chiari e di conseguenza inapplicati nella fase di costruzione dell'impianto.

Ecco alcuni esempi:

- Posizionamento della sonda della valvola di intercettazione del combustibile: al Cap. R.2.A. § 4.2 è disposto che l'elemento sensibile delle valvole di intercettazione del combustibile deve essere immerso nella corrente d'acqua calda della tubazione di uscita entro 1 m dal generatore a monte di qualsiasi organo di intercettazione e piombato dall'installatore. Il problema che spesso si riscontra, è che la sonda pur essendo posizionata nella tubazione di mandata non è immersa nel flusso, o non lo è sufficientemente. Frequentemente a motivo di un manicotto di dimensioni troppo generose, il pozzetto della sonda della valvola di intercettazione del combustibile viene a trovarsi in posizione sbagliata, troppo lontano dal flusso. In tale posizione la sonda della VIC, non rileva correttamente la temperatura dell'acqua, e non interviene, oppure interviene in ritardo in caso di innalzamento della temperatura dell'acqua.

- Diametro del tubo di espansione e dell'attacco del vaso insufficiente: al Cap. R.3.B. § 5.2 si forniscono le indicazioni necessarie per il calcolo del diametro interno del tubo di espansione a servizio del circuito generatore, che deve essere non inferiore al valore $D=\sqrt{(P/1{,}163)}$. Il § 5.4 esplicita che il dimensionamento di cui al § 5.2, vale anche per l'apertura di ingresso al vaso di espansione chiuso. Tuttavia, in fase di accertamento si riscontra spesso che mentre la tubazione di collegamento generatore-vaso risulta correttamente dimensionata, il vaso di espansione presenta invece un attacco di diametro molto inferiore creando di fatto una strozzatura. Il problema in realtà è facilmente superabile perché proprio il punto 5.4 afferma che nell'ipotesi che il diametro del tronchetto di attacco all'unico vaso di espansione risulti insufficiente, il volume di espansione dell'impianto dovrà essere ripartito su più vasi, di analoga capacità, in modo che la sezione di afflusso venga soddisfatta rispetto a quella derivante dal calcolo. C'è anche da dire che alcuni fabbricanti di vasi di espansione hanno recepito lo spirito delle indicazioni di cui al § 5.4 e forniscono vasi di espansione con l'attacco di diametro fino a 2" anche per vasi di volume limitato come ad esempio 80 litri.

Conclusioni

La Raccolta R ed. 2009 fornisce indicazioni più precise rispetto all'edizione precedente per permettere una corretta progettazione ed esecuzione dell'impianto termico ad acqua calda. Anche le Circolari dell'ex-Ispesl / Inail hanno chiarito numerosi dubbi interpretativi e sono intervenute anche per dare indicazioni relativamente ad impianti che stanno prendendo sempre più importanza come ad esempio la cogenerazione.
Tuttavia si riscontrano ancora molte non conformità alla normativa che gli autori, esplicitandole in questo articolo, hanno messo in evidenza con l'auspicio di poter contribuire a ridurre.

Bibliografia

[1] D.M. 1.12.1975 Titolo II – Titolo III: generatori di calore per impianti di riscaldamento ad acqua calda sotto pressione con temperatura non superiore a quella di ebollizione a pressione atmosferica

[2] Raccolta R ed. 1982: specificazioni tecniche applicative del Titolo II del D.M. 1.12.1975

[3] Raccolta R ed. 2009: specificazioni tecniche applicative del Titolo II del D.M. 1.12.1975 (Circolare INAIL Dipartimento Certificazione e Conformità Prodotti e Impianti n. 1/2010 del 14 dicembre 2010).

[4] Circolari ex Ispesl / Inail Settore Ricerca Certificazione e Verifica:

- Raccolta R 2009 - Chiarimenti e precisazioni n. DCC-1/2011 del 11.3.2011
- Raccolta R 2009 - Chiarimenti e precisazioni n. DCC-2/2011del 19.4.2011
- Raccolta R 2009 - Chiarimenti e precisazioni n. DCC-3/2011del 27.4.2011
- Raccolta R 2009 - Chiarimenti e precisazioni DCC/1-2013 del 22.2.2013
- Raccolta R 2009 - Chiarimenti e precisazioni DCC/2-2013 del 5.6.2013

La verifica dell'impianto di Riscaldamento ad acqua calda ai fini della sicurezza delle persone

T. Scalici*, G. Gurnari**, N. Palumbo*

*Inail - UOT di Brescia
**Inail - UOT di Udine

Sommario

Nella presente memoria si evidenziano le non conformità al progetto approvato, riscontrate in occasione della verifica degli impianti di riscaldamento ad acqua calda secondo il D.M. 1/12/1975. Si illustrano i casi di non corretta installazione dei componenti degli impianti suddetti e, in particolare, dei dispositivi di sicurezza, protezione e controllo, che possono causare infortuni alle persone che operano all'interno o in prossimità della centrale termica.
Si richiama l'attenzione sull'importanza dell'attività di verifica di tali impianti per il conseguimento degli obiettivi di sicurezza previsti dal D.Lgs. 81/2008.

1. Introduzione

Le verifiche di legge (primo impianto e periodiche) degli impianti di riscaldamento ad acqua calda con potenzialità globale dei focolari superiore a 35 kW, installati negli ambienti di vita o nei luoghi di lavoro, hanno come unico riferimento tecnico-normativo la Raccolta R, ovvero le specificazioni tecniche applicative del D.M. 1/12/1975. Al Capo I - "Prevenzione degli infortuni" - l'art.16 del decreto richiama la loro specifica pericolosità, stabilendo che i generatori di calore degli impianti di riscaldamento ad acqua calda "devono essere installati in modo che ne sia assicurata la stabilità nelle condizioni di massima pressione di esercizio alla quale sono destinati a funzionare". In altre parole, deve essere garantita la sicurezza rispetto al rischio di sovrappressione che determina lo scoppio del generatore (esplosione fisica) dovuto principalmente all'incremento incontrollato della temperatura.
Anche se non espressamente previsto dal suddetto decreto, nella presente trattazione si prenderà in considerazione anche l'esplosione chimica del generatore dovuta ad anomalie dell'impianto di combustione, ricordando, tuttavia, che tale aspetto è oggetto di controllo da parte dei Vigili del Fuoco.
Gli effetti prodotti dall'esplosione del generatore, o da eventi di minore entità che interessano altri componenti di un impianto ubicato in centrale termica, possono coinvolgere il personale addetto alla conduzione/manutenzione. Tuttavia, può accadere che, se l'impianto è installato in una zona non adeguatamente protetta, anche altre persone possono essere interessate da tali effetti, in modo particolare, quelle che si trovano in prossimità dell'area di installazione.
In tale scenario, per scongiurare incidenti con possibili infortuni alle persone è necessario che i dispositivi di sicurezza installati intervengano tempestivamente ed entro limiti imposti dalla normativa. Tale condizione può essere costantemente garantita solo se l'impianto e i suoi componenti vengono sottoposti a regolari controlli per tutta la loro vita utile.
Pertanto, la verifica dell'impianto ai fini della sicurezza delle persone si configura come fondamentale strumento di prevenzione rispetto a eventi incidentali che possono avere origine dallo scostamento dalle condizioni di esercizio e dal mancato funzionamento dei dispositivi di sicurezza, derivanti da non corretta installazione, da non idonea manutenzione e da manomissioni.

Secondo la normativa di riferimento, le condizioni di sicurezza sono accertate, inizialmente, dalla verifica di primo impianto e, successivamente fino alla messa fuori esercizio dell'impianto, dalle verifiche periodiche che assicurano il mantenimento nel tempo delle condizioni suddette.
In particolare, negli ambienti di vita e nei luoghi di lavoro nei quali gli impianti non sono necessari all'attuazione di un processo produttivo, i controlli sono quelli previsti dal D.M. 1/12/1975 e dalla Raccolta R e sono effettuate dall'INAIL per le verifiche di primo impianto, mentre sono di competenza delle ASL per le verifiche periodiche.
Negli ambienti di lavoro nei quali gli impianti sono necessari all'attuazione di un processo produttivo, le verifiche di primo impianto sono effettuate dall'INAIL secondo il D.M. 1/12/1975 e la Raccolta R, mentre le verifiche periodiche sono disciplinate dal D.Lgs. 81/2008 e dal D.M. 11/04/2011 e sono di competenza INAIL o soggetto abilitato per la prima periodica, e ASL o soggetto abilitato per le successive.

2. Non conformità, incidenti e infortuni

Dai report statistici tratti dal bollettino del National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspector del 2014, emerge che, per gli impianti ad acqua calda installati nel territorio degli U.S.A., il maggior numero di non conformità (43,7%) riguardano le tubazioni, le pompe, le valvole e vasi di espansione. Seguono le valvole di sicurezza (19,9%), il bruciatore (14,9%), i termostati (8,8%), il pressostato di minima/flussostato (6,5%), il manometro/termometro (3,7%) e altri accessori (2%).
Nella nostra realtà, a circa 40 anni dall'applicazione del D.M.1/12/1975, nel corso dell'attività di verifica degli impianti di riscaldamento ad acqua calda nel territorio di competenza degli autori, si è rilevato che, su un campione di circa 2300 impianti, quasi il 20% delle installazioni risulta non conforme al funzionamento, principalmente per mancanza di convogliamento degli scarichi, mancata installazione dei dispositivi di protezione, errato dimensionamento o/e non corretta installazione dei dispositivi di sicurezza. Molto più bassa è la percentuale di non conformità dovuta a carenze documentali.
Le non conformità impiantistiche possono dare origine ad eventi incidentali con conseguenze anche sulle persone. Al riguardo, ancora il bollettino del National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspector, fornisce dati relativi al numero e alle cause degli incidenti accaduti con casi di infortunio mortale e non. La maggior parte degli incidenti risultano causati dall'errore umano/scarsa manutenzione (41%) e dalla mancanza d'acqua (31%), con un caso di infortunio non mortale. Anche se in percentuali minori, si registra che il guasto all'impianto di combustione (4,1%) e la non corretta installazione (3%) hanno comportato rispettivamente tre e due infortuni non mortali.
In Italia, relativamente al fenomeno incidentale/infortunistico, sulla base di quanto riportato sulla rivista "L'installatore italiano" n°11 del 1971, si sono registrati eventi con perdite di vite umane per lo scoppio di generatori ad acqua calda, con sette morti a Gorizia e due a Roma, Milano e Genova. Ciò accadeva in un periodo nel quale non erano ancora stati emanati riferimenti tecnici normativi specifici (D.M. 1/12/1975 e Raccolta R) che, prevedendo la progettazione, i requisiti minimi di sicurezza e la loro verifica iniziale e periodica, hanno ridotto il rischio di incidenti con conseguenze per le persone, e quindi migliorato notevolmente le condizioni di sicurezza di tali impianti.
La valutazione quantitativa del grado di sicurezza attraverso l'analisi del rischio condotta tramite il metodo dell'albero dei guasti (Fault Tree Analysis), considerando come top event il superamento della pressione massima ammissibile (esplosione fisica), conduce a valori della frequenza di accadimento molto bassi e, con riferimento al caso più diffuso di impianto a vaso chiuso, pari a $2,6 \times 10^{-10}$ eventi/anno. Valori che ci portano a considerare

questi impianti comunque “sicuri”. Tuttavia, non va dimenticato che tale livello di sicurezza non si deve solo all’installazione dei dispositivi di sicurezza e protezione adeguatamente dimensionati e ridondanti, ma si ottiene anche e soprattutto mediante l’accertamento della loro corretta installazione e del mantenimento nel tempo della loro affidabilità.
Contrariamente a quanto visto prima, se si prende in considerazione il rischio dovuto all’esplosione chimica non si hanno gli stessi valori di frequenza. Infatti, si registrano ancora, anche di recente, casi di esplosioni che coinvolgono parti dell’impianto termico che interessano il focolare e il bruciatore, come mostrato nelle immagini seguenti (Fig.1). Sono evidenti i danni alle strutture della centrale termica causati dall'esplosione che non ha avuto effetti sulle persone.



Figura 1. Scuola "Benedetto Croce" di Villa Santa Maria (CH) - Febbraio 2015

3. La verifica secondo la Raccolta R

La verifica di impianto condotta secondo il D.M. 1/12/1975 ha come finalità “l’accertamento della conformità al progetto approvato” che si concretizza specificatamente con quanto previsto dalla Raccolta R al CAP. R.4.A. Per i generatori di calore più frequentemente installati negli impianti di competenza INAIL (Generatori di calore con focolare a combustibile liquido o gassoso - Scambiatori di calore alimentati con fluidi primari a temperatura superiore a 110°C), si effettua il riscontro dei dati di targa (n. di fabbrica, PS, TS, potenzialità) dei generatori di calore che devono essere corredati dei dispositivi di sicurezza, protezione e controllo dei quali si accerta la funzionalità. Dei dispositivi di sicurezza (valvole di intercettazione del combustibile, valvole di scarico termico valvole di sicurezza) si rilevano gli elementi di identificazione stampigliati sugli stessi e si riscontra, sulla base del certificato del fabbricante, sul quale sono riportati gli estremi del certificato di accettazione, la loro idoneità per quanto riguarda il dimensionamento e la rispondenza al progetto. Inoltre si riscontra l’esistenza e la capacità dei vasi di espansione.
Si acquisiscono in copia le certificazioni e/o dichiarazioni relative:
- ai generatori o scambiatori di calore (certificato di prova idraulica o attestato del prototipo in base alla Direttiva gas; per gli scambiatori, la dichiarazione di conformità secondo Direttiva PED),
- alla taratura o accettazione INAIL dei dispositivi di protezione e sicurezza,
- alla rispondenza della costruzione del vaso di espansione alla normativa vigente sulle attrezzature a pressione (libretto ISPESL o dichiarazione di conformità secondo Direttiva PED).
Infine, si acquisiscono le dichiarazioni rilasciate dall’installatore o dal tecnico qualificato.

4. Gli Impianti di Riscaldamento nel D.Lgs. 81/2008

Gli impianti di riscaldamento ad acqua calda, considerati come complesso di componenti necessari all’attuazione di un processo produttivo, ricadono nell’ambito di applicazione del

Testo Unico sulla sicurezza nei luoghi di lavoro, in quanto rientranti nella definizione di "attrezzatura di lavoro" e come tali devono essere conformi ai requisiti richiamati nelle diposizioni legislative e regolamentari di recepimento delle Direttive comunitarie di prodotto e idonei ai fini della salute e sicurezza dei lavoratori.
Dalla fabbricazione dei componenti alle scelte progettuali che conducono all'installazione degli impianti suddetti, il D.Lgs. 81/2008 responsabilizza le varie figure coinvolte, al rispetto dei principi generali di prevenzione in materia di salute e sicurezza sul lavoro.
Il datore di lavoro ha l'obbligo di minimizzare i rischi connessi all'uso (esercizio) dell'attrezzatura di lavoro "impianto di riscaldamento" e, a tal fine, prende le misure necessarie affinché l'attrezzatura sia installata ed utilizzata in conformità alle istruzioni d'uso e sia oggetto di idonea manutenzione.
Il conseguimento degli obiettivi di sicurezza sopra richiamati viene inizialmente accertato sottoponendo l'attrezzatura ad un controllo dopo la prima e ogni successiva installazione (prima della messa in esercizio) e, confermato nel tempo, da interventi di controllo periodici e straordinari.
Oltre alla suddetta attività di controllo aziendale eseguita secondo le indicazioni fornite dai fabbricanti o da riferimenti tecnici pertinenti, gli impianti di riscaldamento ad acqua calda con generatori di calore con potenzialità globale al focolare superiore a 116 kW, in quanto rientranti nell'Allegato VII del D.Lgs. 81/2008, devono essere sottoposti a verifiche periodiche di legge con frequenza quinquennale per valutarne l'effettivo stato di conservazione e di efficienza ai fini di sicurezza.
Le modalità di effettuazione delle suddette verifiche periodiche sono disciplinate dal Decreto Interministeriale 11 aprile 2011 dove è previsto che gli impianti come sopra indicati devono rispettare le prescrizioni della Raccolta R (Specificazioni tecniche applicative del D.M. 1/12/1975) dell'INAIL.
Il D.Lgs. 81/2008 ribadisce il ruolo centrale dell'INAIL nella gestione del sistema dei controlli su tali impianti, non solo in fase di verifica di messa in servizio ma anche di prima verifica periodica, e attribuisce alla Raccolta R il valore di principale norma tecnica di riferimento per garantire la loro sicurezza di installazione e di esercizio.
Il decreto legislativo, inoltre, prevede che il datore di lavoro prende le misure necessarie affinché l'uso dell'attrezzatura di lavoro sia riservato ai lavoratori allo scopo incaricati che abbiano ricevuto una informazione, formazione ed addestramento adeguati. Per gli impianti in argomento è necessario che il loro esercizio venga affidato a personale adeguatamente qualificato sulla base del livello di rischio associato agli stessi.
Tale aspetto trova ulteriore conferma nel D.Lgs. 152/2006 che, per gli impianti termici civili di potenza termica nominale superiore a 232 kW, prevede il patentino di abilitazione per il personale addetto alla conduzione.

5. Rischi degli impianti

I rischi con conseguenze più gravi associati agli impianti termici, sono legati alla combustione e alla pressione. Più specificamente, dovuti all'esplosione (chimica e fisica) del generatore di calore e allo scoppio del vaso di espansione.
Si ricorda, sommariamente, che l'esplosione fisica o scoppio consiste nel rapidissimo rilascio di energia di pressione sottoforma di onda d'urto e proiezione di frammenti. Mentre nell'esplosione chimica, ai due effetti precedenti, si aggiunge il rilascio di energia termica.

5.1 Rischio combustione

Il rischio legato alla combustione (esplosione chimica), è presente nei generatori di calore con focolare a combustibile ed è causato dalla formazione di miscele esplosive in camera di combustione.

Tale rischio è limitato grazie ai sistemi di controllo di fiamma sempre più avanzati (ad es. sonda a elettrodo di ionizzazione e sonda a fotocellula) integrati con la centralina di caldaia e alle operazioni di lavaggio del focolare, prima dell'avvio del bruciatore.
I sistemi di controllo assicurano, in caso di mancanza della fiamma, lo spegnimento del bruciatore.

5.2 Rischio pressione

Il rischio associato alla pressione (esplosione fisica) è invece legato a più fattori e, se non adeguatamente valutato, può determinare lo scoppio del generatore.
I fattori di rischio più importanti da considerare sono:
- la mancanza d'acqua (svuotamento della caldaia e mancato spegnimento del bruciatore);
- lo scorretto dimensionamento/errata installazione/manomissione dei dispositivi di protezione e sicurezza della pressione.
- la scorretta installazione/manomissione dei dispositivi di protezione e sicurezza della temperatura.
Di seguito si illustrano, sinteticamente e con il supporto delle immagini, significativi casi di non conformità impiantistiche e prassi scorrette che possono condurre ad incidenti con differente grado di gravità.

5.3 Mancanza d'acqua

Per prevenire il rischio legato alla mancanza d'acqua nel generatore di calore, la Raccolta R ed. 2009 ha introdotto l'obbligo di installazione del dispositivo di livello/pressione a riarmo manuale il cui intervento interrompe la combustione spegnendo il bruciatore. La verifica della sua corretta installazione consente di evitare il surriscaldamento delle membrature e il conseguente cedimento della caldaia.
La sequenza di immagini (Fig.2) sotto riportata è relativa allo scoppio di un generatore accaduto negli Stati Uniti. L'esplosione è stata causata dall'introduzione di acqua fredda all'interno del generatore che era rimasto senz'acqua mentre il bruciatore era ancora in funzione.



Figura 2. L'esplosione ha proiettato a 30 metri di distanza il generatore che ha sfondato la parete della centrale termica, producendo uno squarcio di circa 10 metri, per finire sul capannone dove erano ubicati gli impianti di produzione

5.4 Controllo della pressione

La pressione all'interno dell'impianto viene controllata grazie al vaso di espansione, il cui corretto dimensionamento consente la dilatazione dell'acqua all'aumentare della temperatura senza che si raggiunga il valore di taratura della valvola di sicurezza.
In un recipiente pieno di acqua senza la presenza di aria, come si evince dall'immagine (Fig.3), il tasso di aumento della pressione con la temperatura è circa 11 bar/°C.

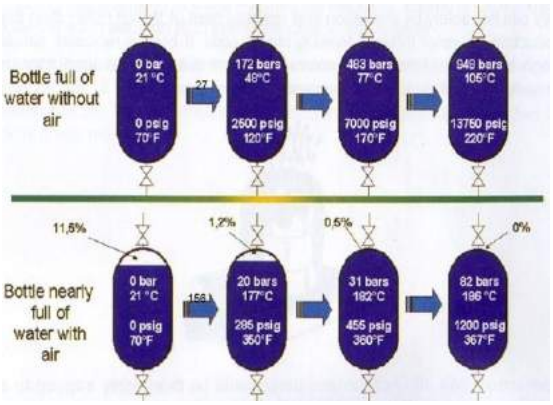


Figura 3. Variazione di pressione nel recipiente riempito d'acqua con o senza cuscino d'aria



Figura 4. Perdita di acqua dal vaso dovuta alla membrana danneggiata

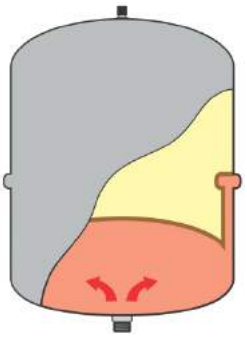


Figura 5. Installazione del vaso di espansione con attacco dal basso

Dalla stessa immagine, si vede invece come un volume di aria dell'11% nel recipiente riduce notevolmente il valore sopra indicato. Pertanto, se si dovesse danneggiare il diaframma, come mostrato nell'immagine (Fig.4), il vaso, se installato secondo la buona prassi tecnica, con attacco del tubo di espansione in basso (Fig.5), ha ancora un margine di sicurezza, funzionando come vaso autopressurizzato; diversamente, la perdita del cuscino d'aria determina repentinamente una notevole sovrappressione con il conseguente cedimento del recipiente in caso di guasto della valvola di sicurezza.
Nelle figure 6 e 7, si può notare la non corretta installazione della valvola di sicurezza (PSV) a corredo di uno scambiatore vapore/acqua calda.
L'eventuale innalzamento della pressione dovuta al mancato intervento degli accessori di regolazione e protezione determinerebbe, in caso di chiusura dell'intercettazione posta all'ingresso della valvola, lo scoppio dello scambiatore.
Nella figura 8, dalle tracce di ossido nella parte inferiore della connessione di uscita delle valvole di sicurezza, si evince il mancato convogliamento delle stesse già in fase di installazione. Nel caso di intervento delle PSV, ciò avrebbe potuto comportare conseguenze per il personale che accede al locale centrale termica.



Figura 6. Tubo di mandata intercettato



Figura 7. PSV Intercettata



Figura 8. Scarichi PSV non convogliati

In figura 9, si vede come le curve poste e a monte e a valle delle valvole di sicurezza ne riducono la portata di scarico, con possibile aumento della pressione all'interno del generatore. La medesima condizione si potrebbe avere anche nei casi rappresentati dalle figura 10 e 11.



Figura 9. Collegamento PSV con curve



Figura 10. Collettori di entrata e uscita delle PSV sottodimensionati



Figura 11. Tubazione di entrata delle PSV sottodimensionata e PSV non convogliate

Nella figura 12, gli scarichi delle valvole di sicurezza sono stati realizzati per il convogliamento di vapore (verso l'alto), nonostante si tratti di un impianto ad acqua calda. Questa non corretta installazione potrebbe generare una sovrappressione, portando le stesse a scaricare ad una pressione di taratura maggiore di quella prevista in progetto, pari al valore di taratura aumentato del dislivello tra la tubazione orizzontale e lo scarico della valvola.



Figura 12. Scarico PSV verso l'alto



Figura 13. PSV installate dall'uscita del generatore a distanza non regolare



Figura 14. Tubo di collegamento con curve a raggio di curvatura non conforme

Nella figura 13, le valvole di sicurezza sono installate in mandata oltre la distanza prevista dalla Raccolta R.
Nella figura 14, lo sviluppo della tubazione di collegamento al vaso di espansione è stata realizzata con curve con raggio di curvatura non conforme. In tale situazione, si potrebbero sedimentare accumuli ed incrostazioni con riduzione e occlusione della sezione di passaggio del tubo di espansione. Ciò causerebbe l'aumento di pressione nel generatore limitato dall'intervento del pressostato o, in caso di guasto, della valvola di sicurezza.

5.5 Controllo della temperatura

Il mancato controllo della temperatura può condurre al fenomeno del BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion). Cioè all'esplosione fisica causata dal cedimento catastrofico di un recipiente che contiene un liquido a temperatura significativamente al disopra del suo punto di ebollizione a pressione atmosferica. Questo è ciò che può accadere ad un generatore di acqua calda quando la temperatura della stessa supera significativamente i 100 °C.
Il BLEVE di un liquido non infiammabile produce due effetti: onda d'urto dovuta alla vaporizzazione istantanea del liquido (flashing) e proiezione di frammenti del recipiente.
Si ricorda che, nel flashing dell'acqua, un litro di liquido si trasforma in 1673 litri di vapore.
Un evento simile si è verificato in Italia con le conseguenze mostrate nelle immagini seguenti (Fig.15 e 16).

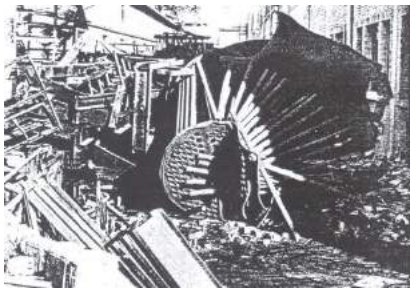


Figura 15. Scoppio di una caldaia ad acqua calda.
F. Palmizi
Rivista "L'installatore italiano" n°11/1971

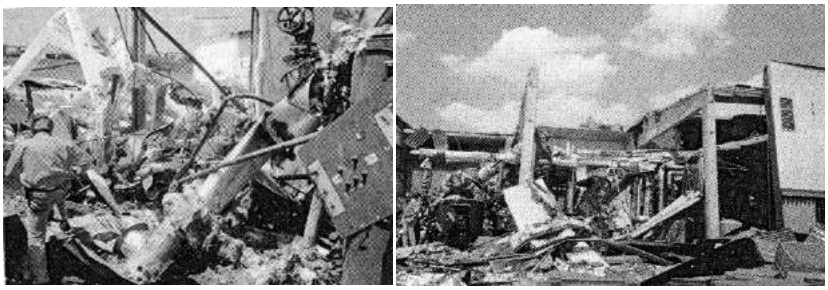


Figura 16. La porzione di fabbricato adibita a centrale termica di uno stabilimento per la produzione di generi alimentari è stata interessata da una violenta deflagrazione che ha provocato gravi danni. L'origine dell'esplosione, che ha fatto crollare il capannone, è stata individuata nel guasto del termostato di un serbatoio per la produzione di acqua calda, che si è trasformata di colpo in vapore.
C. Ortolani "Casi Di Combustione Accidentale"

Il pericolo del BLEVE non può essere evitato dalla valvola di sicurezza ma da dispositivi atti a limitare la temperatura del liquido.
Nella fig. 17 si nota che l'elemento sensibile della valvola di intercettazione del combustibile (VIC) non è adeguatamente immerso nella corrente di acqua calda, ciò provoca un ritardo di intervento della stessa, quando la temperatura in caldaia è molto maggiore di quella di taratura.
In figura 18, l'errato posizionamento del distanziale (elemento cavo) rispetto all'elemento sensibile della VIC, non consente il tempestivo intervento della valvola stessa.
In figura 19, la valvola di intercettazione del combustibile è installata sulla tubazione di ritorno, non potendo così limitare la temperatura di mandata che potrebbe superare i 100°C.



Figura 17. Elemento sensibile della VIC non adeguatamente immerso nella corrente



Figura 18. Posizione errata del distanziale



Figura 19. Elemento sensibile della VIC installato sul ritorno

La figura 20, mostra che la connessione di uscita della valvola di scarico termico (VST) non è convogliata. Il pericolo per coloro che si trovano in prossimità del dispositivo è rappresentato dall'eventuale intervento della VST che comporta l'apertura completa dell'otturatore, scaricando la massima portata di acqua a temperatura vicina ai 100° C.



Figura 20. VST non convogliata

5.6 Altri accessori

Particolare attenzione va rivolta anche ad accessori che non hanno funzioni di sicurezza: rubinetti, flange, collettori ecc.
Si rileva frequentemente che questi accessori non tappati per "comodità" operative in occasione di interventi manutentivi (svuotamento o sostituzione di componenti) sono lasciati nella condizione mostrata dalle figure 21 e 22. E' evidente che l'accidentale apertura della valvola, ad impianto in funzione, provocherebbe seri danni alle persone che si trovassero in prossimità della stessa, venendo investite dal liquido caldo.



Figura 21. Valvola a sfera non protetta



Figura 22. Valvola a farfalla non protetta

6. Luoghi di installazione

Anche i luoghi di installazione del generatore di calore e dei suoi dispositivi hanno una particolare rilevanza per la sicurezza delle persone che vi accedono o si trovino nelle vicinanze.
Non sempre i componenti pericolosi dell'impianto sono installati all'interno di un luogo dedicato nel quale si ha una maggiore probabilità che gli effetti di un qualsiasi evento incidentale non provochino infortuni.
Può accadere, invece, che tali componenti, installati in spazi non adeguatamente protetti e considerati erroneamente alla stregua di centrali termiche, espongano al rischio di infortuni anche persone che accidentalmente possono trovarsi in prossimità di tali spazi.

La figura 23 mostra, all'interno della zona delimitata dalla gabbia colorata in giallo, un impianto il cui generatore di calore è costituito da uno scambiatore costruito per contenere (lato mantello e lato tubi) acqua calda con temperatura massima pari a 110°C, come si vede dai dati di targa in figura 24. In realtà, il fascio tubiero risultava collegato ad una condotta di vapore alla pressione di 15 bar corrispondente ad una temperatura di 201,4°C. Se fosse stato così utilizzato (vapore sul primario/acqua calda sul secondario), la guarnizione posta tra il fascio ed il mantello avrebbe ceduto e comportato getti di vapore, investendo le persone che potevano trovarsi nelle vicinanze. Inoltre, un'eventuale rottura del fascio tubiero, avrebbe messo in contatto il vapore con l'acqua, facendo aumentare in modo repentino la temperatura di quest'ultima. In queste condizioni, la valvola di scarico termico, non apprezzando tempestivamente tale incremento, non sarebbe intervenuta causando il collasso dello scambiatore.



Figura 23. Spazio di installazione dello scambiatore e dispositivi delimitato dalla gabbia colorata in giallo

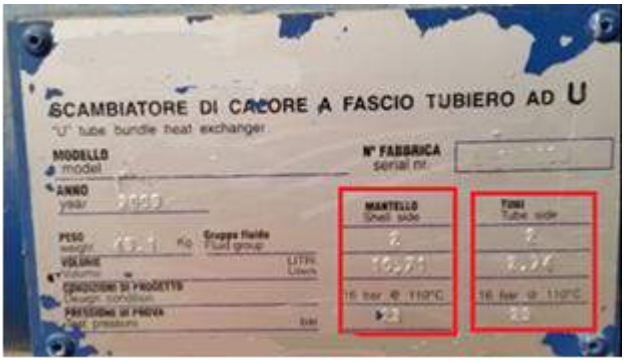


Figura 24. Targa Scambiatore

I vasi di espansione, nelle figure 25 e 26, sono stati installati in locali non dedicati o in presenza di sostanze combustibili e infiammabili. Come attrezzatura a pressione, il vaso con capacità maggiore di 50 litri o PS maggiore di 12 bar, è soggetto a quanto previsto dal D.M. 329/2004. In ogni caso, esso deve essere sempre correttamente installato e protetto dalle sovrappressioni dovute ad anomalie di esercizio e all'incendio.

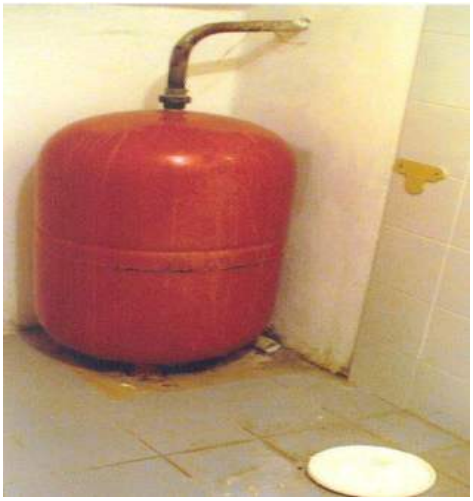


Figura 25. Vaso di espansione in un locale adibito a servizio igienico

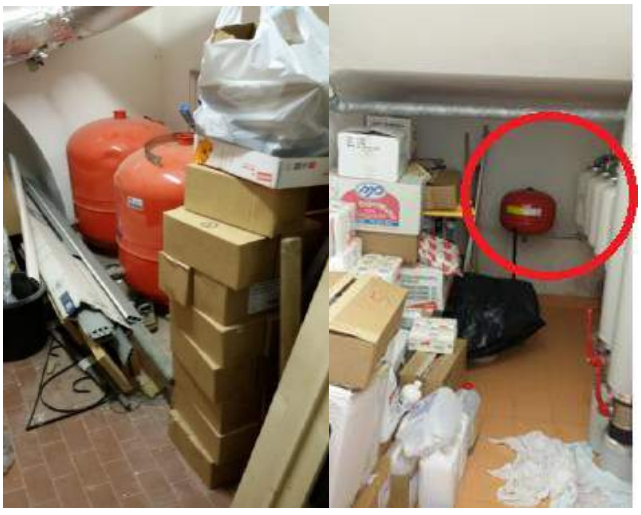


Figura 26. Vasi di espansione in locali destinati a deposito di materiali

7. Manomissione dei dispositivi

Tra le finalità dell'attività di verifica vi è anche quella di prevenire i casi di manomissione dei dispositivi di sicurezza.
Nelle figure 27 e 28, si nota, rispettivamente, la spiombatura della PSV con l'uscita dello stelo dalla propria guida, e il pulsante di riarmo manuale della valvola di intercettazione del combustibile che è stato posto in posizione di apertura forzata, impedendo alla stessa di intervenire entro il valore di taratura.



Figura 27. Valvola di sicurezza manomessa



Figura 28. Valvole di intercettazione del combustibile manomesse

8. Controllo dei dati di targa delle attrezzature

Può accadere che negli impianti siano installate attrezzature non adeguate alle condizioni limite di funzionamento dello stesso.
Nella figura 29, il vaso di espansione è installato in un impianto ad acqua calda nonostante la targa riporta che è stato progettato per funzionare a temperature non superiori a 50°C.
Le figure 30 e 31 si riferiscono all'installazione di una valvola di sicurezza con pressione di taratura a 5,4 bar, maggiore della pressione massima di esercizio del generatore (3 bar).



Figura 29. Targa Vaso di espansione TS a 50°C



Figura 30. Taratura PSV a 5,4 bar

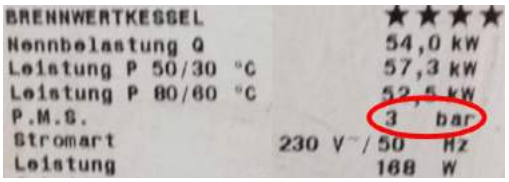


Figura 31. Targa Generatore con PS a 3 bar

9. Conclusioni

Quanto fin qui esposto, ci induce a non abbassare il livello di attenzione sulle condizioni di sicurezza degli impianti di riscaldamento ad acqua calda, evidenziando l'importanza dell'attività di verifica che, tramite l'accertamento delle corrette condizioni di installazione, l'idoneità della manutenzione, il mantenimento nel tempo dei requisiti di affidabilità dei dispositivi, rappresenta un imprescindibile strumento di prevenzione degli infortuni alle persone.

Bibliografia

[1] D.M. 1/12/1975

[2] Raccolta R ed. 2009

[3] D.Lgs. 81/2008

[4] D.M. 11/04/2011

[5] D.Lgs. 152/2006

[6] D.M. 329/2004

[7] Ortolani C. Casi di combustione accidentale

[8] Palmizi F. Rivista “L’installatore italiano” n.11/1971

[9] Bulletin of National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspector-Summer 2002 e 2014

[10] Gurnari G, Palumbo N, Scalici T. Considerazioni sulla sicurezza degli impianti ad acqua calda - La nuova Raccolta R. Atti del Convegno SAFAP Napoli 2012

[11] Scalici T, Gurnari G. Le verifiche di funzionalità dei dispositivi di sicurezza, protezione e controllo sugli impianti di riscaldamento ad acqua calda. Atti del Convegno SAFAP Roma 2014

Rischio di incendio per le bombole di ossigeno in ambito ospedaliero. Un caso studio.

C. Piccolo*, F. Viola*, M. M. La Veglia**, S. Mungiguerra***

*Inail - UOT di Avellino
**Direzione Regionale Vigili del Fuoco Campania
***Università Federico II - Dipartimento di Ingegneria Industriale

Sommario

Vengono illustrati alcuni casi di bombole di ossigeno che prendono fuoco e particolare attenzione viene data all'analisi del meccanismo di formazione del *flash fire*.
Lo studio riassume i risultati di varie indagini condotte dagli autori e chiarisce definitivamente in quali condizioni una bombola di ossigeno può prendere fuoco accidentalmente.
Si riportano in premessa gli obblighi normativi vigenti in merito all' utilizzo e alla commercializzazione delle bombole di ossigeno con particolare riferimento alle modalità di manutenzione e di revisione periodica.



Figura 1. Bombole per ossigeno

1. Introduzione

Lo studio si propone di analizzare una problematica di eventi connessa alla assenza di "conoscenza" specifica del rischio di incendio da parte dell'utilizzatore finale.

La certificazione dell'attrezzatura a pressione, gli obblighi di revisione periodica, gli obblighi del mantenimento delle condizioni di sicurezza sono a carico delle Ditte fornitrici e distributrici in relazione agli obblighi normativi vigenti.

Le Ditte fornitrici forniscono all' utente finale le "istruzioni" finali per l'utilizzo in sicurezza dell'attrezzatura, ma gli eventi di cronaca evidenziano come tale indicazioni vengono disattese o "sottostimate" in relazione alla probabilità dell'evento piuttosto rara.

2. Gli eventi

L'evento di una bombola di ossigeno che prende fuoco è tutt'altro che raro.
Poiché è abbastanza "inatteso", quando si verifica esso crea conseguenze disastrose, soprattutto pensando alle condizioni al contorno.

L'analisi comparata di decine di casi citati nei report specializzati o nelle cronache quotidiane ha permesso di formulare ipotesi fondate dal punto di vista teorico.
Numerosi incendi ed esplosioni sono stati originati da un contenitore in pressione di ossigeno.
In alcuni casi si tratta di bombole depositate, in altri di bombole trasportate: li accomuna la circostanza dell'accensione ed esplosione "***spontanea***" del gas.

In altri casi, prevalentemente all'interno di un ospedale o comunque in ambienti legati al soccorso sanitario (autoambulanze, case di cura, terapie domiciliari) l'incendio si è verificato all'atto dell'apertura dell'erogatore da parte dell'utente.



Figura 2. Esempio di erogatore

Si riportano le note di cronaca relative a casi accaduti in Italia negli ultimi quattro anni. Per essi si elencano solo le date, i luoghi e gli elementi essenziali.

- **16 gennaio 2016 – San Lorenzo di Cortona (AR) - Camion**
  Presso una ditta specializzata nel trattamento di bombole di ossigeno e gas speciali si è sviluppato un incendio in un camion, a causa di una bombola di ossigeno che ha innescato il rogo.

- **21 giugno 2015 - Castelvolturno (CE) - Abitazione**
  Esplode bombola che contiene ossigeno terapeutico in un appartamento di Pescopagano con una vittima. L'onda d'urto dell'esplosione ha investito la paziente che era in cura da tempo con questo tipo di terapia.

- **10 aprile 2015 - Tencarola di Selvazzano (PD) - Abitazione**
  Il rogo è divampato all'interno di un appartamento, abitato da due anziani. La signora, per problemi di respirazione, aveva in dotazione una bombola di ossigeno fornita dall'Azienda Sanitaria. L'innesco forse provocato da una sigaretta.

- **20 gennaio 2015 – Pogliano Milanese (MI) - Furgone**
  Un furgoncino che trasportava bombole d'ossigeno ha preso fuoco ed è esploso. L'incendio in pochi istanti si è propagato al tetto di uno stabile vicino e in un appartamento.

- **31 luglio 2012 - Marrara (Ferrara) - casa di riposo**
  Una normalissima bombola d'ossigeno da un chilo, che gli infermieri di ogni ambulanza portano dentro uno zainetto. Al momento di aprire l'erogatore, però, l'ossigeno sprigionato si è trasformato in una lancia di fuoco, provocando un incendio nella casa di riposo e ustionando uno degli infermieri.

3. La prima analisi di alcuni casi con caratteristiche analoghe. Il flash-fire

Quando tali casi vengono investigati da periti o comunque portati all'attenzione anche di tecnici esperti c'è sempre un po' di incredulità e la domanda è sempre la stessa: "*Come è possibile che una bombola di ossigeno si incendi? Forse è stata COINVOLTA da un incendio già in atto*!".
La frase ripetuta a volte anche dagli addetti ai lavori "**combustione dell'ossigeno**" è scientificamente improponibile: l'ossigeno - non essendo un combustibile, ma un comburente - non può bruciare!
Pertanto affinché si inneschi effettivamente una combustione è indispensabile la compresenza di ossigeno (comburente) e di un combustibile.
Una sigaretta? E' possibile come innesco, ma il combustibile dove era?

A volte sulla scorta dello stato di ritrovamento dell'apparecchiatura e del suo esame approfondito, si può stabilire con ragionevole certezza che l'incidente è da ricollegare al mancato corretto collegamento del riduttore di pressione alla bombola portatile di ossigeno.
Quando invece si riscontra la assoluta integrità delle parti interne del dispositivo di riduzione della pressione, si può certamente scartare l'ipotesi di un'anomalia nel funzionamento del riduttore.



Figura 3. Esempio di riduttore

Si possono considerare le seguenti possibilità:
- **difetti di collegamento in origine;**
- **difetti di collegamento accaduti durante il trasporto;**
- **difetti nella guarnizione installata.**

In tali casi non è risultata impedita la fuoriuscita di gas, quindi si è determinato che una certa frazione del flusso di ossigeno ad elevata pressione, piuttosto che essere indirizzata nel corpo del riduttore, è transitata all'esterno di esso, trafilando nello spazio compreso tra l'impugnatura e il codolo.

L'anomalo fenomeno che si verifica è il seguente: l'ossigeno ad alta pressione lambisce parti di materiale poco infiammabile depositato incautamente sul bordo dell'erogatore: si tratta di una cosiddetta "**contaminazione**" da parte di residui di materiale o, peggio, del risultato di una *impropria lubrificazione* delle valvole.

L'evento è comunque molto violento, anche se è ragionevole pensare che la bombola non si trasformi in un lanciafiamme! Il fuoco dura pochi secondi, forse qualche decina, ma è un tempo sufficiente per provocare feriti gravi, vittime o principi di incendio ma con cimento termico molto alto.

Il materiale, in queste determinate condizioni, raggiunge la sua temperatura di infiammabilità, anche se ha un valore molto elevato, e si parla di flash fire.

Come noto, l'incendio di una piccola nube di vapori infiammabili comporta la propagazione di una fiamma premiscelata nella zona della nube con concentrazione compresa tra i limiti inferiore e superiore di infiammabilità, cioè nella zona più esterna della nube. Quando la fiamma raggiunge la zona più interna con concentrazione superiore al limite superiore di infiammabilità, la fiamma si propaga come una fiamma diffusiva.
Nel complesso, le conseguenze del fenomeno risultano molto gravose in tutto lo spazio coinvolto dal passaggio della fiamma, sia premiscelata sia diffusiva.

Nella pratica l'ossigeno in pressione può creare nello spazio interno all'impugnatura una atmosfera arricchita in ossigeno e quindi una condizione dalla quale scaturisce l'autoaccensione esplosiva del materiale combustile presente, per la maggior parte residui di lubrificante incautamente adottato da manutentori scellerati.

4. Istruzioni di prevenzione

La questione "*pericolo lubrificazione*" veniva posta in Italia con evidenza dal Legislatore fin dal 1925, in particolare dal Decreto del Ministero LL.PP. del 12 settembre (Approvazione del regolamento per le prove e le verifiche dei recipienti destinati al trasporto per ferrovia dei gas compressi, liquefatti o disciolti) ove si legge: "*Tutti i recipienti a pressione (…) debbono essere muniti di una valvola di riempimento protetta da cappellotto forato (…) Le valvole suddette debbono essere lubrificate unicamente con una miscela di glicerina e grafite se i recipienti sono destinati a contenere ossigeno od altri gas ossidanti ".*
In tempi recenti a tal proposito il D.Lgs 81/2008 all'articolo 20 punto 2 precisa che "(…) *i lavoratori devono in particolare non compiere di propria iniziativa operazioni o manovre che non sono di loro competenza*."

Alle indicazioni fornite dal fabbricante in tal senso per il rischio intrinseco del contenitore a pressione, si affiancano quelle fornite dall'Azienda Ospedaliera agli operatori sanitari per la cautela nell'uso dei contenitori stessi.

Allo scopo di valutare in quale misura tale prescrizione sia recepita, gli autori hanno vagliato decine di procedure di sicurezza in uso preso Aziende Ospedaliere pubbliche e Strutture private.

Nelle procedure suddette, per la minimizzazione del rischio incendio, vengono normalmente indicate le "classiche" istruzioni per i depositi:

- **DETENERE PRESSO I REPARTI IL NUMERO MINIMO DI BOMBOLE**. Eventuali scorte non devono essere depositate presso il reparto ma nei luoghi esterni prescritti.
- **POSIZIONARE LE BOMBOLE IN UN LUOGO SICURO**. Bisogna evitare in modo assoluto che le bombole possano cadere o urtarsi violentemente l'una con l'altra. Quando non è in uso, una bombola deve essere vincolata all'apposito carrello porta-bombole oppure ad una parete in posizione verticale mediante catenelle o analoghi sistemi; il posizionamento deve essere segnalato da idoneo cartello e deve avvenire lontano da punti di passaggio di persone e mezzi, in zone in cui le bombole non possono subire urti accidentali. Si dovranno evitare in ogni caso le vie di esodo in caso di emergenza.

- **POSIZIONARE LE BOMBOLE IN UN AMBIENTE AERABILE**. L'ambiente in cui si posiziona la bombola deve essere dotato di aerazione naturale o forzata.
- **POSIZIONARE LE BOMBOLE LONTANO DA FONTI DI IGNIZIONE**. Per prevenire l'innesco accidentale di incendi la bombola dovrà sempre essere mantenuta distante da fonti di innesco quali punti caldi, fiamme libere, apparecchiature elettriche.
- **NON DEPOSITARE MATERIALE COMBUSTIBILE O INFIAMMABILE NELLE IMMEDIATE VICINANZE DELLE BOMBOLE** in quanto è necessario evitare che eventuali inneschi si propaghino al materiale circostante.
- **PREVEDERE UN SISTEMA DI MONITORAGGIO PERIODICO DELLE CONDIZIONI DELLE BOMBOLE**. Ogni bombola dovrà essere periodicamente ispezionata onde verificarne il buono stato; in particolare si dovrà prestare attenzione alle condizioni di riempimento sia per garantirne la costante possibilità di utilizzo sia per escludere perdite di gas dalla bombola.
- **GARANTIRE LA SICUREZZA DURANTE IL TRASPORTO DELLE BOMBOLE**. In caso si debba procedere a trasportare una bombola al seguito di un letto o di una barella, la bombola deve essere fissata saldamente in modo da evitare rischi di caduta (ad es. posizionata all'interno di un alloggiamento porta-bombole dedicato solidale con il letto o la barella).
- **TRATTARE LE BOMBOLE VUOTE COME SE FOSSERO PIENE**. Una bombola di gas, infatti non è mai completamente vuota e, ai fini della sicurezza, va trattata con le stesse cautele delle bombole piene.
- **FARE RIFERIMENTO ALLA PROCEDURA AZIENDALE** sulle norme per la manipolazione di bombole di gas compresso, già disponibile presso tutte le strutture aziendali, per ogni altra indicazione ulteriore.

Per la sicurezza nelle fasi di movimentazione in tutti gli opuscoli analizzati viene precisato che:

- Tutte le bombole devono essere provviste dell'apposito cappellotto di protezione delle valvole, che deve rimanere sempre avvitato tranne quando il recipiente è in uso. Se il cappellotto è del tipo fisso, non deve mai essere rimosso.



Figura 4. Tipologia di cappellotto di protezione

- Non utilizzare mai le bombole, piene o vuote, come rulli, supporti, ecc.
- Le bombole devono essere trasportate con appositi carrelli porta bombola anche per brevi tragitti, e non facendole strisciare sul pavimento
  e così via.

La questione della **lubrificazione inadatta** e pericolosa è un'indicazione tra le tante, e ad essa non viene dato il giusto risalto, né nella maggior parte dei casi viene fatta oggetto di una apposita spiegazione.

5. Riflessioni sulla gestione, manutenzione e messa in commercio

E' stato analizzato come sia particolarmente insidiosa la "contaminazione" della bombola da parte di lubrificanti o simili, anche in minima quantità. Viene aumentato il rischio incendio anche senza la esplicita presenza di un innesco.

Si possono indicare tre ulteriori spunti di riflessione al riguardo:

a) La gestione, la conservazione e l'uso di apparecchiature di ossigeno deve ridurre al minimo la possibilità di contaminazione. I tipi e le fonti di contaminazione che possono causare flash-fire nelle apparecchiature di ossigeno sono molteplici e comprendono i materiali che sono considerati non pericolosi in di solito. Nella lista dei materiali sono elementi non combustibili in atmosfera normale come:

- **abbigliamento**
- **guarnizioni delle valvole:**
- **set di somministrazione di ossigeno**

oltre a materiali non infiammabili a basse temperature :

- **lubrificanti,**
- **idrocarburi,**
- **oli pelle e capelli,**
- **alcune lozioni e alcuni residui di sapone.**

Il maneggio di bombole di ossigeno e regolatori devono evitare la contaminazione delle superfici di accoppiamento e la introduzione di materiale estraneo nel cilindro o nel regolatore.
Anche le uniformi di lavoro possono fare la differenza, in positivo e in negativo. Esse non sono tecnicamente un DPI (dispositivo di protezione individuale) ma devono comunque avere caratteristiche idonee. Per esempio le condizioni di usura o di sporcizia dei guanti possono esse stesse essere la causa della "contaminazione" degli organi della bombola.

b) La manutenzione di cilindri, valvole e regolatori dovrebbero essere eseguite solo da tecnici specializzati utilizzando strumenti e strutture appositamente puliti per il servizio.

Gli operatori e anche gli utenti domestici devono riconoscere che le bombole di ossigeno hanno più di un pericolo che può causare ferite gravi.
Ad esempio la buona pratica di funzionamento degli apparecchi alimentati da ossigeno dovrebbe ridurre al minimo il calore prodotto dalle operazioni stesse.
Non tutti sanno che le valvole delle bombole devono essere aperte lentamente per evitare un brusco aumento di pressione all'interno. Questa pratica permette la dissipazione di calore all'interno del regolatore prima che siano raggiunte temperature di innesco dei materiali, oltre appunto a ridurre al minimo la quantità di calore sviluppato.

In definitiva la maggior parte degli utenti di queste apparecchiature riconoscono il pericolo del gas ad alta pressione all'interno delle bombole di ossigeno, ma i programmi di informazione e di formazione non insistono a sufficienza sul fatto che l'atmosfera arricchita di ossigeno:

- **facilitano l'ignizione di materiali combustibili**
- **causano un cambiamento delle condizioni di infiammabilità del materiale;**
- **aumentano l'intensità di un incendio quando rilasciato.**

c) Il terzo spunto di riflessione riguarda le modalità di messa in commercio, e per questa vale la pena di citare integralmente l'estratto del Comunicato AIFA (Agenzia Italiana del Farmaco) in merito alle modalità di utilizzo e verifica per i produttori di gas medicali, la cui attuazione è stata prorogata al 31 dicembre 2016

Le confezioni di gas medicinali costituite dalle bombole e dai contenitori criogenici e dai relativi sistemi di chiusura (valvole di intercettazione o riduttrici), devono essere messe in commercio in condizioni tali da garantire la qualità del gas medicinale contenuto, nonché la sicurezza dei pazienti e degli operatori (personale addetto alla produzione e alla distribuzione, personale medico-infermieristico).

Il titolare AIC (Autorizzazione all' immissione in commercio di un farmaco) assume di fatto la responsabilità dell'immissione in commercio del gas medicinale, confezionato in bombole o in contenitori criogenici, che devono essere di proprietà dello stesso titolare di AIC.

Pertanto, al fine di assicurare la qualità e la piena conformità del gas medicinale immesso sul mercato, i produttori non possono più riempire bombole di proprietà di terzi (farmacie, ospedali, autoambulanze, ecc.) su richiesta di questi ultimi, ma devono utilizzare esclusivamente bombole proprie o appartenenti al Titolare AIC, in accordo alle confezioni autorizzate al rilascio dell'AIC.

Eventuali bombole già di proprietà di terzi potranno essere cedute ad un produttore autorizzato e/o titolare di AIC che, qualora ne verifichi la conformità alla normativa vigente, potrà utilizzarle dopo adeguata pulizia, sanificazione e riqualificazione secondo quanto previsto dall'allegato 6 delle GMP (Norme di Buona Fabbricazione). Al fine di verificare se una bombola di proprietà di terzi possa essere riutilizzata dopo opportuna riqualificazione, il produttore deve effettuare almeno le attività di seguito indicate:

1. *verifica della scadenza del collaudo delle bombole (è necessario acquisire i certificati previsti per legge rilasciati dal fabbricante o dal collaudatore) e dell'idoneità della colorazione;*
2. *verifica dell'assenza di ammaccature e bruciature sul corpo bombola;*
3. *verifica della corretta idoneità dell'etichettatura ADR / CE;*
4. *verifica della presenza del dischetto "per uso medico" con punzonatura contenente la partiva IVA del proprietario;*
5. *nel caso in cui le bombole siano dotate di valvole riduttrici, queste devono essere marcate CE (secondo la Direttiva 93/42/CE – Dispositivi Medici) e deve essere verificato che le stesse non siano scadute (la "durata di vita" è definita dal fabbricante del dispositivo medico);*
6. *verifica della presenza della marcatura TPED (secondo la Direttiva 99/36/CE) sulle valvole di intercettazione montate su bombole collaudate secondo la stessa Direttiva (il simbolo utilizzato per la marcatura TPED è una "P greca");*
7. *nel caso di bombole con valvole di intercettazione non residuale e prive di pressione residua, deve essere prevista un'ispezione interna per controllare la presenza di liquidi e lo stato di conservazione delle pareti interne. A tal fine si ricorda che l'Allegato 6 delle Norme di Buona Fabbricazione (GMP) consiglia di utilizzare valvole a pressione residuale, di cui le bombole di proprietà di terzi non sono normalmente dotate;*
8. *controllo della filettatura delle valvola (stato e corrispondenza con il gas contenuto). Inoltre, si ricorda che prima del rilascio sul commercio delle bombole riempite, deve essere eseguita un'accurata verifica della rispondenza delle caratteristiche della confezione con quanto riportato nel dossier e nelle determinazioni di AIC (capacità, pressione, materiale della bombola, tipo di valvola, ecc.).*

Si sottolinea l'importanza dell'esecuzione dei collaudi e delle manutenzioni ordinarie e straordinarie dei contenitori e delle valvole riduttrici integrate montate sulle bombole e sui contenitori criogenici destinati a contenere gas medicinali, in quanto valvole non funzionanti o con flusso non conforme a quanto previsto possono pregiudicare il profilo di qualità, sicurezza ed efficacia del gas medicinale.

La verifica della correttezza del flusso deve essere effettuata con flussimetri adeguatamente tarati. Al riguardo si evidenzia che le valvole riduttrici sono dispositivi medici CE che devono essere conformi alla Norma UNI EN ISO 10524-3 "Pressure regulators for use with medical gases". La precitata norma definisce le specifiche tecniche/costruttive e l'accuratezza che i flussimetri presenti sulle valvole devono rispettare. L'accuratezza deve essere verificata mediante i metodi previsti dalla norma suddetta e con le frequenze stabilite nel piano di manutenzione del costruttore della valvola. Il rispetto del piano di manutenzione e delle istruzioni di riempimento fornite dai costruttori delle valvole è fondamentale per garantire la qualità, sicurezza ed efficacia del gas medicinale.

A tal proposito si richiama l'Allegato 6 delle GMP che stabilisce:

1. *Le bombole, i contenitori criogenici mobili e le valvole devono essere controllate prima della messa in servizio e devono essere sottoposte ad adeguata manutenzione. Laddove si utilizzano dispositivi medici marcati CE la manutenzione deve essere conforme alle istruzioni di manutenzione fornite dal fabbricante (cfr Allegato 6 p. 25);*
2. *La manutenzione e le operazioni di riparazione delle bombole, dei contenitori criogenici mobili e delle valvole sono sotto la responsabilità del fabbricante del prodotto medicinale.*

   Se le stesse operazioni vengono affidate a terzi questi devono essere qualificati e i contratti devono includere tutte le attività tecniche appaltate. I terzi devono essere sottoposti ad audit in modo da assicurare che vengano mantenuti i requisiti necessari (cfr Allegato 6 p. 28);
3. *Prima del riempimento è necessario procedere ai seguenti controlli:*
   - verifica della data di collaudo della valvola (nel caso di valvole che devono essere periodicamente verificate);

   -… (cfr Allegato 6 p. 30 (a-f).

La non conformità alle disposizioni previste dalle GMP e/o un utilizzo difforme da quello previsto dalla Scheda Tecnica del costruttore della valvola è considerata deviazione Maggiore o Critica dalle GMP, a seconda della gravità, e conseguentemente potrà dar luogo ad azioni restrittive nei confronti del produttore (ad esempio sospensione dell'autorizzazione alla produzione ai sensi dell'art. 146 del D.Lgs. 219/2006), ad eventuali ulteriori provvedimenti restrittivi sul prodotto già immesso sul commercio (art. 142 del D.Lgs. 219/2006), laddove si evidenzino rischi per la salute pubblica, e, se del caso, sanzioni amministrative e/o penali.

6. Conclusioni

Solo l'esperienza e purtroppo gli eventi di cronaca rappresentano le uniche motivazioni per la sensibilizzazione sulle problematiche nell' utilizzo delle attrezzature.
I programmi di informazione e di formazione del personale sono sicuramente un momento di confronto fondamentale, ma la componente variabile del "rischio" connesso all' utilizzo delle attrezzature è connessa alle condizioni al contorno nelle quali le stesse vengono utilizzate ossia in emergenza, durante il trasporto ed in condizioni di criticità estrema o nel caso presso abitazioni ove il livello di conoscenza e di informazione è pressoché nullo.

Piano di Intervento Distacco Artificiale di Valanghe (P.I.D.A.V.): premesse per un approccio alla corretta standardizzazione di verifiche e manutenzioni delle attrezzature per il distacco di masse nevose mediante esplosione di miscele gassose a pressione

P. Castellano*, G. Villani**, G. Gorrino***

*Inail - UOT di Aosta
**Inail - Direzione Regionale di Aosta
***Inail - UOT di Alessandria

Sommario

Il distacco artificiale di valanghe consiste in un intervento preventivo volontario controllato, atto a provocare il distacco di piccole masse nevose con anticipo sul fenomeno spontaneo, attraverso il quale viene evitata la formazione di valanghe di dimensioni tali da provocare danni a cose o a persone.
Le diverse tecniche impiegate, individuate sulla base delle caratteristiche del sito, delle condizioni nivometeorologiche e connesse ai contesti normativi regionali, mostrano un ricorso crescente a metodi, fissi o mobili, che innescano il distacco di masse nevose attraverso l'esplosione di miscele gassose.
L'attuazione del distacco artificiale è preceduto da uno studio che si concretizza nella redazione del Piano di Intervento di Distacco Artificiale Valanghe (PIDAV) che garantisce l'effettuazione in sicurezza dell'intero iter procedurale.
L'obiettivo della presente memoria è quello di evidenziare l'importanza dell'integrazione di un PIDAV con gli aspetti relativi all'impiego in sicurezza delle attrezzature a pressione utilizzate allo scopo, con particolare riferimento agli obblighi normativi per le verifiche previste, considerando anche le problematiche di *ageing* dei materiali sottoposti ad escursioni termiche giornaliere e stagionali di rilievo, al fine di un rafforzamento dello stesso piano nell'ambito di un contesto di utilizzo in sicurezza di tali attrezzature.
L'ottemperanza ai disposti normativi di cui al D.M. 329 del 01.12.2004 [1] ed alle verifiche periodiche previste dal D.M.11.04.2011 [2], nonché la rilevanza di una sensibilizzazione dei gestori al ricorso ai dispositivi per il distacco artificiale di valanghe, rappresentano le premesse fondamentali per una strategia di approfondimento di linee guida utili alla preparazione e messa in opera dei PIDAV.

1. Introduzione

Il ricorso ad interventi di distacco artificiale volontario o programmato di accumuli instabili del manto nevoso, rappresenta un metodo di prevenzione per la gestione della sicurezza nei territori montani e, in particolare, nei comprensori sciistici di piste, impianti di risalita, mezzi ed infrastrutture.
Attualmente, tuttavia, la problematica in ambito scientifico internazionale è orientata allo studio delle caratteristiche meccaniche del manto nevoso al fine di comprenderne la reazione quando soggetto ad un carico impulsivo indotto da esplosioni generate da un esplosivo o da un sistema di miscele di gas, con l'obiettivo di individuare i mezzi e le tecniche ottimali per poterlo attuare in maniera efficace ed in tempo utile.
A tale scopo sono stati condotti nella regione Valle d'Aosta diversi progetti e campagne sperimentali [3,4] per lo studio della reazione del manto nevoso all'onda d'urto e per l'individuazione della carica critica. L'analisi di tali meccanismi risulta, infatti, propedeutica

alla comprensione del meccanismo di distacco indotto da carichi artificiali ed essenziale al miglioramento delle misure di messa in sicurezza temporale anche attraverso il ricorso a miscele gassose.
Alle attività di ricerca sperimentale condotte nell'ambito del progetto DynAval[1] [4], hanno fatto capo quelle svolte su larga scala nel progetto strategico RiskNat[2] (capofila di entrambi i progetti l'Assessorato opere pubbliche e difesa del suolo con la struttura Assetto Idrogeologico dei Bacini Montani della Regione Autonoma Valle d'Aosta), finalizzato allo sviluppo di metodi e di strumenti operativi ed azioni innovative per una corretta gestione del territorio, che ha portato alla realizzazione di un database per la raccolta di informazione sui distacchi artificiali e di un compendio delle relative norme giuridiche dell'arco alpino (italiane, francesi e svizzere).
Nell'ambito del progetto i diversi gruppi di lavoro hanno redatto documenti di linee guida, con la collaborazione di enti di ricerca, centri specializzati e attraverso lo scambio di esperienze tra partner dell'ambito transfrontaliero, finalizzati ad affrontare, da un punto di vista applicativo, la buona e corretta gestione del territorio alpino soggetto a rischio valanghivo attraverso un esame degli aspetti operativi procedurali.
In particolare, le linee guida redatte nell'ambito delle attività del gruppo di lavoro *B3 – C3 "Valanghe"*, sono state orientate, a seguito di accurati studi volti a disciplinare gli aspetti di sicurezza dell'intero iter procedurale, all'esame delle procedure operative per l'esecuzione dei distacchi artificiali al fine della redazione del Piano di Intervento di Distacco Artificiale Valanghe (PIDAV).
La memoria proposta prende, pertanto, spunto dall'esame del documento "*Distacco artificiale di valanghe: linee guida per la procedura operativa, metodi e normativa*" [5] che mette in risalto le azioni applicative innovative per la gestione degli aspetti di sicurezza dei territori montani, attraverso la descrizione dei principali metodi di distacco artificiale di valanghe utilizzati sull'Arco Alpino, in particolare in Italia, Francia e Svizzera ed una esaustiva panoramica sia sulle tecniche ad oggi disponibili per la loro realizzazione, sia sugli aspetti normativi.
Per quanto riguarda le diverse tecniche impiegate, queste vengono selezionate in funzione delle caratteristiche del sito, delle condizioni nivometeorologiche e dei contesti economici e normativi regionali.
In particolare, per quanto concerne l'utilizzo dell'esplosivo, il rispetto alle norme ed alle procedure stringenti per il trasporto, l'uso e lo stoccaggio dello stesso, la manipolazione e l'innesco, ha portato all'individuazione, ove applicabili, di soluzioni alternative, legate all'evoluzione delle metodologie di distacco artificiale, orientate ad un ricorso crescente

[1] Il progetto DynAval, "*Dinamica delle valanghe: distacco e interazione flusso/ostacol*i" (gennaio 2009 – marzo 2012), finalizzato ad approfondire la conoscenza relativa ai processi fisico/meccanici propri delle zone di distacco e di deposito delle valanghe di neve, ha visto la messa in opera del sito sperimentale di Punta Seehore (tra 2.570 e 2.300 m s.l.m. nel massiccio del Monte Rosa) a Gressoney-La-Trinitè, in Valle d'Aosta. Il sito, equipaggiato con sensori di pressione e di velocità per determinare la forza esercitata dalla neve in funzione della sua dinamica di movimento, affianca altri due siti sperimentali francesi già esistenti presso il Col du Lautaret (Hautes-Alpes) e Taconnaz (Chamonix). Nel corso del progetto è stata posta particolare attenzione al distacco naturale ed artificiale (mediante ricorso ad esplosivi e a sistemi a gas) delle valanghe, nonché alle caratteristiche fisico-meccaniche sia del manto nevoso che del deposito valanghivo. I dati sperimentali ottenuti, le analisi svolte e le esperienze acquisite nel corso della ricerca, sono confluiti tra gli output di progetto in due volumi tecnici: "Manuale per lo studio dell'interazione del flusso valanghivo con un ostacolo" e "Manuale per la valutazione ed analisi della zona di distacco valanghe".

[2] Il progetto strategico RISKNAT "*Gestione in sicurezza dei territori montani transfrontalieri*" (Responsabili del progetto V. Segor e L. Pitet), nell'ambito del Programma Operativo di Cooperazione territoriale europea transfrontaliera, Italia/Francia (Alpi) 2007/2013, Misura 2.2 – Prevenzione dei rischi, è stato realizzato da tutte le Amministrazioni, italiane e francesi, del territorio transfrontaliero per esaminare in maniera dettagliata i rischi naturali, dalle valanghe ai ghiacciai, dalle piene torrentizie ai movimenti gravitativi che interessano i territori di montagna.

all'utilizzo di insiemi a pressione (fissi, amovibili o eli trasportabili) che innescano il distacco di masse nevose attraverso l'esplosione di miscele gassose caratterizzate da ossigeno e propano (Gazex®, Gazflex®) o da ossigeno ed idrogeno (O'Bellx®, Daisybell®, Avalhex®, Heli-Avalhex®) [5].
In considerazione di tali aspetti, l'obiettivo della memoria si inserisce nel contesto di un necessario aggiornamento ed integrazione dei PIDAV con un esame maggiormente approfondito degli aspetti legati alle procedure tecniche di verifica e di manutenzione di tali sistemi, anche al fine di realizzare una capillare sensibilizzazione dei gestori dei comprensori sciistici e degli impianti all'ottemperanza ai disposti normativi di cui al D.M. 01.12.2004, n. 329 [1] ed al D.M. 11.04.2011 [2] per quanto attiene alle verifiche periodiche su tali attrezzature.

2. Il PIDAV

Il documento "*Distacco artificiale di valanghe: linee guida per la procedura operativa, metodi e normativa*" [5] riporta una dettagliata descrizione dei contenuti e dei presupposti per la stesura di un PIDAV (nonché le modalità operative per metterlo in atto, con particolare riferimento alla Regione Autonoma Valle d'Aosta), seguita da una rassegna dei metodi di distacco artificiale di valanghe ad oggi esistenti e della normativa vigente in materia nel territorio italiano, francese e svizzero.
Il PIDAV rappresenta, pertanto, il punto centrale per la messa in atto della strategia di prevenzione dal rischio valanghivo e, conseguentemente, risulta in forte correlazione, in considerazione degli aspetti di sicurezza, con l'approccio proposto per la corretta standardizzazione delle procedure di verifica e di manutenzione delle attrezzature a pressione utilizzate per il distacco di masse nevose.
Il PIDAV, infatti, è il documento tecnico di base, redatto da professionisti con comprovata esperienza nel settore, riferito allo spazio geografico accessibile al pubblico che, per le caratteristiche del territorio, richiede una procedura di mitigazione del rischio valanghivo attraverso il ricorso a distacchi artificiali e controllati delle masse nevose instabili.
Il piano contiene sia elementi cartografici, sia direttive comportamentali ed è composto da una relazione tecnico-illustrativa, da un piano di monitoraggio (finalizzato ad un'analisi ed ad una valutazione delle condizioni nivometeorologiche) e da una descrizione delle procedure relative all'applicazione del PIDAV (dalla individuazione delle risorse umane coinvolte e dalla definizione degli aspetti relativi alla sicurezza, alle procedure di messa in sicurezza dei siti ed alla relativa bonifica, fino all'esame della fase di riapertura di strade o di comprensori sciistici).
In riferimento all'ambito normativo della Regione Valle d'Aosta, si sottolinea che, per quanto riguarda i comprensori per gli sport invernali, vige l'obbligo di presentazione, in allegato alle domande di concessione per la costruzione di nuovi impianti a fune in zone a rischio valanghivo, di un piano delle misure gestionali a protezione degli impianti di risalita composto da un Piano di Intervento per la Sospensione Temporanea dell'esercizio (PISTE) o da un PIDAV (redatto solo in riferimento alle zone del comprensorio in cui, per motivi tecnici, economici o gestionali, si decide di ricorrere a metodi di distacco artificiale di valanghe) al fine del raggiungimento della cosiddetta immunità dal pericolo di valanga.
Nel caso dei comprensori sciistici, numerose interpretazioni dottrinali estendono l'obbligo di protezione anche nei confronti delle piste da sci asservite agli impianti.
La decisione di applicare il distacco artificiale a protezione di una strada, ricade tra le competenze di protezione civile demandate ai Sindaci, i quali emettono, qualora necessario, provvedimenti di tutela urgente dell'incolumità pubblica anche a seguito del parere, non vincolante, espresso dalla Commissione Locale Valanghe competente per il

territorio. Il ricorso all'applicazione di un distacco artificiale a protezione di una strada può essere stabilito anche dalla Regione o dall'ANAS S.p.A.
Il processo decisionale da cui scaturisce la scelta di applicare un distacco artificiale deve comunque essere ben definito nell'ambito del PIDAV ed è quindi auspicabile che ogni Comune disponga di un PIDAV relativo a tutti i siti valanghivi del territorio di propria competenza per i quali il metodo di distacco artificiale possa apportare una sensibile e sostenibile riduzione del rischio.

3. I metodi di distacco artificiale di valanghe

L'impiego del distacco artificiale di valanghe ha avuto inizio sull'arco alpino durante la prima guerra mondiale quale strumento bellico, mentre, a partire dagli anni '30 del ventesimo secolo, la tecnica con esplosivo è stata utilizzata in Svizzera per scopi civili e risale agli anni '60 del secolo scorso la nascita in Francia dei primi servizi di sicurezza piste [6].
Sebbene tra le diverse tecniche di distacco artificiale di valanghe esistano sostanziali differenze (caratteristiche tecniche, trasportabilità, costi etc.), si può affermare che non esiste un metodo ottimale da adottare, in quanto la scelta deve essere valutata in funzione delle caratteristiche del sito valanghivo, dei contesti economici e normativi in cui si intende operare, nonché delle condizioni meteorologiche presenti al momento in cui il distacco si rende necessario.
Tuttavia, come già evidenziato nell'Introduzione, le limitazioni normative per il trasporto, l'uso e lo stoccaggio di cariche esplosive, congiuntamente alle difficoltà di manipolazione e di innesco ed agli aspetti connessi alla sicurezza degli operatori, hanno spinto ad individuare soluzioni tecniche alternative e differenziate a seconda delle esigenze, con un maggiore sviluppo e commercializzazione di metodi che innescano il distacco di masse nevose mediante esplosione di miscele gassose.
Con quest'ultima definizione si intendono le esplosioni dovute ad una reazione chimica di combustione di miscele di gas e rientrano in questa categoria le esplosioni di nubi di vapore non confinate e quelle confinate all'interno di tubazioni o di apparecchiature di processo. In tali sistemi il principio di funzionamento consiste generalmente nella detonazione della miscela di gas (ossigeno/propano o ossigeno/idrogeno) all'interno di un esploditore posizionato opportunamente nella zona di distacco della valanga.
Il deposito costituente l'insieme rappresenta la riserva di gas necessaria al funzionamento dell'impianto per tutta la stagione invernale (es. nei Gazex®/ Gazflex®).
Un sistema di accensione a depressione, non direttamente collegato al deposito stesso, assicura la detonazione della miscela di gas, garantendo nel contempo la sicurezza del deposito stesso.
Nella Tabella 1 è riportato un estratto della tabella riassuntiva del Documento di linee guida [5], inerente specificamente alla suddetta tipologia di attrezzature a pressione, integrato con le relative principali caratteristiche tecniche.
Per quanto riguarda le metodologie impiegate di distacco artificiale di masse nevose, risulta carente sul territorio italiano una regolamentazione standardizzata delle procedure d'uso dei diversi sistemi utilizzati quali gli insiemi a pressione [5].
Inoltre, nell'impiego di tali attrezzature, si riscontra frequentemente una scarsa chiarezza in relazione all'applicazione degli adempimenti previsti dal D.M. 329 del 1.12.2004 (in particolare gli artt. 6 e 4) [1] e dal D.M. 11.04.2011 per quanto attiene alle verifiche periodiche [2].

Metodo di distacco	Detonante	Caratteristiche
Gazex®/ Gazflex®	ossigeno/propano	Sistema fisso di distacco di valanghe. Gli esploditori (tubi) sono posti nelle zone di stacco delle valanghe e collegati mediante canalizzazioni ad una centrale di deposito dei gas (contenitori in resina poliestere armata con fibra di vetro, senza armature metalliche, con isolamento termico fra i due strati o mini-contenitori in pannelli stratificati fissati su strutture in acciaio metallizzato). Sistema comandato da remoto.
O'Bellx®,	ossigeno/idrogeno	Modulo attivo e amovibile in cui avviene l'esplosione posizionato, prima della stagione invernale, su un sostegno inerte e fisso ubicato in zone soggette allo stacco di valanghe. L'esplosione avviene all'interno di un cono aperto. Sistema comandato da remoto.
Daisybell®	ossigeno/idrogeno	Sistema mobile di distacco delle valanghe elitrasportato (con cavo da 15 a 30 m) per trattare zone con rischio di distacco valanghe inaccessibili, specifiche o particolarmente pericolose a seconda delle condizioni. L'esplosione avviene all'interno di un cono aperto. Sistema comandato dalla cabina di pilotaggio dell'elicottero.
Avalhex®	ossigeno/idrogeno	Sistema amovibile di distacco valanghe. Si basa sul principio della detonazione aerea della miscela gassosa esplosiva prodotta all'interno di un pallone di lattice sospeso ad un'altezza fissa sul manto nevoso. E' costituito dall'esploditore, installato nella zona interessata dalla valanga, che assolve il compito di generare l'onda d'urto che provoca il distacco della neve e dal sistema elettronico di controllo e di attivazione, gestibile in loco, oppure da remoto. L'esplosione della miscela genera un'onda d'urto sferica che interessa tutta la zona d'innesco. L'esploditore si presenta sotto forma di corona circolare (installata sulla sommità di un montante la cui altezza può essere adattata alle condizioni d'innevamento della zona), Il principio di fissaggio delle cartucce permette la ricarica dell'esploditore, se necessario, nel corso della stagione invernale. La miscela esplosiva è prodotta all'interno del pallone solo in corrispondenza della sequenza di tiro: tale principio consente di evitare l'utilizzo di dispositivi di dosaggio e/o di stoccaggio intermedio tra le bombole di idrogeno e l'ossigeno. Tutte le parti della struttura sono realizzate in alluminio o acciaio inossidabile, per prevenire gli effetti della corrosione. L'esploditore viene installato nella zona di distacco della valanga, oppure nelle sue immediate vicinanze. Ogni apparecchiatura completa è trasportabile in un'unica rotazione di elicottero.
Heli-Avalhex®	ossigeno/idrogeno	Sistema mobile di distacco delle valanghe elitrasportato, variante dell'Avalhex®. Il sistema, comandato da un operatore a bordo dell'elicottero o dal pilota stesso, prevede il gonfiaggio e la successiva esplosione di un pallone di lattice riempito da una miscela di ossigeno e di idrogeno. La complessità tecnica del sistema, che lo rende particolarmente sensibile a condizioni climatiche più severe e la ridotta autonomia ha influito, ad oggi, sulla diffusione dell'impiego.

Tabella 1. Metodi di distacco a detonazione di miscele di gas

L'opera di sensibilizzazione che deve essere rivolta ai gestori di comprensori sciistici ed impianti e, più in generale, a tutti gli attori coinvolti nel sistema prevenzionistico correlato all'utilizzo di insiemi a pressione in questo particolare ambito, deve essere particolarmente stressata in considerazione della peculiarità di queste attrezzature quali sistemi di tutela del territorio, dai comprensori per gli sport invernali, alle strade ed ai centri abitati.
A fronte di questa considerazione, una particolare attenzione deve essere posta alla rigorosa ottemperanza ai disposti normativi, in considerazione del fatto che le procedure di verifica condotte su tali attrezzature garantiscono la tutela del territorio da rischi derivanti da possibili anomalie nel funzionamento di queste ultime, con conseguenze dirette (ad es. su addetti alle manutenzioni e su persone presenti in zona) o indirette a causa di distacchi non controllati di masse valanghive che possono interessare strade e centri abitati.

4. Conclusioni

Il ricorso crescente a metodi di distacco artificiale di valanghe ad esplosione di miscele gassose, la rilevata frequente scarsa chiarezza, in alcuni contesti territoriali, in merito alla corretta applicazione, per tali dispositivi, della normativa vigente in materia di attrezzature a pressione, rende necessaria una specifica implementazione della documentazione allegata ai PIDAV, rappresentando questo il documento centrale a garanzia della sicurezza dell'intero iter procedurale per un distacco artificiale.
Prendendo spunto dall'esame della linea guida redatta nell'ambito del progetto strategico RiskNat[2], nel quale viene dato specifico risalto ad azioni applicative innovative per la gestione degli aspetti di sicurezza dei territori montani, l'Unità Operativa Territoriale di Ricerca, Certificazione e Verifica di Aosta, nell'ambito delle attività di sviluppo della Direzione della Sede Regionale INAIL, ritiene di interesse predisporre l'avvio di un tavolo tecnico con i diversi attori coinvolti nella tematica, per la discussione di aspetti prevenzionistici finalizzati ad una sensibilizzazione per la corretta gestione in sicurezza dei sistemi per il distacco artificiale delle valanghe (in ottemperanza ai disposti normativi per le attrezzature a pressione) ed allo sviluppo di approfondimenti ed aggiornamenti tecnici sul tema.
La peculiarità dell'utilizzo di attrezzature a pressione in tale contesto, posizionate in aree montane caratterizzate da particolari condizioni nivometeorologiche e da escursioni termiche giornaliere e stagionali di rilevanza, si contestualizza infatti nell'ambito di una ricerca a più ampio spettro proposta dal Laboratorio VII (*Impianti a pressione e stabilimenti a rischio di incidenti rilevanti*) del D.I.T. dell'INAIL (nell'ambito della programmazione della Ricerca Obbligatoria per l'anno 2016) volta alla realizzazione di un osservatorio sull'affidabilità delle attrezzature di lavoro. Tale ricerca, basata sull'acquisizione di dati sperimentali e sulla gestione delle informazioni inerenti a guasti di attrezzature critiche, anomalie, quasi incidenti, danneggiamenti ed avarie, si prefigge, come obiettivo l'elaborazione di una conoscenza condivisa sui modi di guasto che possa fornire indicazioni utili per la gestione della sicurezza e per la prevenzione degli incidenti rilevanti.
Nell'utilizzo di metodi per il distacco artificiale di valanghe caratterizzati da insiemi a pressione deve essere, infine, considerato anche l'aspetto relativo alla sensibilizzazione al ricorso di miscele gassose corredate da Scheda Dati di Sicurezza (SDS) aggiornate, ovvero conformi al Regolamento (UE) 2015/830 [7], nell'ambito della classificazione delle sostanze chimiche secondo il Regolamento (CE) n. 1272/2008 (CLP) [8].
Si ricorda, in merito, che dal 1° giugno 2015 è entrato in vigore l'art. 13 (classificazione delle attrezzature a pressione) della Direttiva 2014/68/UE [9] concernente l'armonizzazione delle Legislazioni degli Stati Membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione in considerazione dell'entrata in vigore del Regolamento CLP. Quest'ultimo trova applicazione obbligatoria per le sostanze dal 1°

dicembre 2010 e per le miscele dal 1° giugno 2015, mentre la deroga alla rietichettatura ed al reimballaggio dei prodotti già immessi sul mercato al 1° giugno 2015, è fissata al 1° giugno 2017.
Al riguardo, si sottolinea che per i sistemi di distacco artificiale di valanghe che ricorrono all'utilizzo di propano, si applicano, ai sensi dell'art. 23 (*Deroghe alle disposizioni relative all'etichettatura in casi particolari*) del Regolamento CLP, disposizioni particolari relative all'etichettatura, come riportato al punto 1.3 dell'Allegato I del medesimo Regolamento.

5. Bibliografia

[1] Decreto Ministeriale 1 dicembre 2004, n. 329 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'art. 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 (G.U. S.O. n. 22 del 28/01/2005).

[2] Decreto Ministeriale 11 aprile 2011, "Disciplina delle modalità' di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all'All. VII del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, nonché i criteri per l'abilitazione dei soggetti di cui all'articolo 71, comma 13, del medesimo decreto legislativo" (G.U. Serie Generale n. 98 del 29/4/2011 – S.O. n. 111)

[3] Segor V, Pitet L, Chiaia B, Frigo B, Barbero M, Barpi F, Borri Brunetto M, Bovet E, De Biagi V, Pallara O, Zanini E, Freppaz M, Maggioni M, Bruno E, Ceaglio E, Godone D, Viglietti D, Brulport A. Il sito sperimentale della Punta Seehore*. Neve e valanghe*. 2011;73:14-19.

[4] Segor V, Pitet L, Chiaia B, Frigo B, Barbero M, Barpi F, Borri Brunetto M, Bovet E, De Biagi V, Pallara O, Zanini E, Freppaz M, Maggioni M, Bruno E, Ceaglio E, Godone D, Viglietti D, Brulport A, Cardu M, Giraudi A, Godio A, Rege R. Il distacco artificiale a Punta Seehore: metodologie impiegate e campagna sperimentale*. Neve e valanghe*. 2011;73:20-27.

[5] Bruno E, Maggioni M, Freppaz M, Zanini E. Distacco artificiale di valanghe: linee guida per la procedura operativa, metodi e normativa, Regione Autonoma Valle d'Aosta. Regione Autonoma Valle d'Aosta, 2012:1-121.

[6] Cresta R. L'esplosivo e la neve. Club Alpino Italiano. Servizio Valanghe Italiano. Milano, 2002:1-148.

[7] Regolamento (UE) 2015/830 della Commissione del 28 maggio 2015 recante modifica del regolamento (CE) n. 1907/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la registrazione, la valutazione, l'autorizzazione e la restrizione delle sostanze chimiche (REACH) (G.U. dell'Unione Europea 29.5.2015).

[8] Regolamento (CE) N. 1272/2008 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2008 relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele che modifica e abroga le direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e che reca modifica al regolamento (CE) n. 1907/2006 (G.U. dell'Unione Europea 31.12.2008).

[9] Direttiva 2014/68/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione (rifusione), recepita con D.Lgs. 15 febbraio 2016, n. 26 (G.U. Serie Generale del 4 marzo 2016).

Affidabilità di sistemi di sicurezza in impianti di processo

F.P. Nigri*, V. De Lisio**

*Inail - UOT di Bari
**Università del Molise

Sommario

I sistemi strumentali di sicurezza devono essere progettati e realizzati secondo i dettami dello standard EN 61508, che fornisce la base dell'utilizzo di sistemi elettrici, elettronici ed elettronici programmabili (sistemi E\E\EP) per applicazioni di sicurezza. La norma è divisa in sette parti: ogni parte e il relativo contenuto sono esplicitati in dettaglio in tabella 1.

EN 61508-1	Requisiti generali
EN 61508-2	Requisiti dei "sistemi E\E\EP"
EN 61508-3	Requisiti software
EN 61508-4	Definizioni e abbreviazioni
EN 61508-5	Metodi per la determinazione del "SIL"
EN 61508-6	"Linea guida" per l'applicazione delle parti 2 e 3
EN 61508-7	Sommario di tecniche e metodologie operative

Tabella 1

Lo standard EN 61508 consente una valutazione efficace del "livello di affidabilità" dei "Sistemi strumentali di sicurezza (SIS)". In altri termini, la norma permette la stima della probabilità di insuccesso della "Funzione di sicurezza (SIF)" affidata a un dato sistema strumentale. Nella norma EN 61508, le caratteristiche, in termini di affidabilità, dei "Sistemi strumentali di sicurezza" sono declinate in quattro differenti "Livelli di integrità della sicurezza", da "SIL-1" a "SIL-4". Ogni "Livello di integrità della sicurezza" corrisponde a una data "probabilità di insuccesso" della funzione di sicurezza: "SIL-4" corrisponde al "livello di integrità della sicurezza" più elevato, richiesto in campo nucleare; "SIL-1" al livello di integrità della sicurezza più basso, che si rivela in genere insufficiente per la maggior parte degli impianti di processo inseriti nel ciclo produttivo di industrie a rischio di incidente rilevante. Sensori, PLC e "attuatori finali", inseriti in un "sistema strumentale di sicurezza", devono avere una classificazione in termini di SIL affinché possano essere impiegati in un impianto di processo nel rispetto dello standard EN 61508. La tabella 2 mostra i "livelli di integrità della sicurezza" correlati ai valori della "probabilità di insuccesso" della funzione di sicurezza. Tale probabilità è definita "Probabilità di guasto su richiesta (PFD)" se il sistema strumentale opera in "modalità bassa domanda", nel senso che al sistema si richiede di eseguire la "funzione di sicurezza" poche volte durante l'anno.

Livello di integrità della sicurezza	Probabilità di guasto su richiesta (PFD)
SIL-4	0,0001 ÷ 0,00001
SIL-3	0,001 ÷ 0,0001
SIL-2	0,01 ÷ 0,001
SIL-1	0,1 ÷ 0,01

Tabella 2

La norma EN 61508 valuta la performance, in termini di affidabilità, dei “Sistemi strumentali di sicurezza” facendo leva sulla “Probabilità media di guasto su richiesta (PFDavg)”. Secondo il “modus operandi” alla base del criterio ispiratore della norma, prescindere da questo parametro porta alla progettazione di impianti di processo per i quali resta ignota la probabilità di insuccesso delle funzioni di sicurezza, e cioè a impianti per i quali resta sconosciuto il comportamento dei sistemi strumentali in caso di guasto dei componenti. Si intuisce che la “Probabilità media di guasto su richiesta” riveste grande importanza nell’ambito della sicurezza funzionale. Per questa ragione, l’articolo si propone di evidenziare le “variabili chiave” da utilizzare nella stima della “Probabilità media di guasto su richiesta” e di chiarire il loro significato fisico nelle relazioni funzionali che, di volta in volta, saranno portate all’attenzione del lettore.

1. L’analisi dei guasti

Nel campo dell’affidabilità, i requisiti dei componenti di un “sistema strumentale di sicurezza” sono sempre più severi dal momento che si cerca sempre più di utilizzare componenti caratterizzati da bassi valori dei due principali parametri di guasto:

1) EFR (Early Failure Rate);
2) LFR (Long Failure Rate).

EFR è una stima del numero dei guasti prematuri che, normalmente, si verificano in un intervallo di tempo che sfiora le prime 1000 ore di funzionamento. Essenzialmente, questo intervallo di tempo corrisponde al periodo di garanzia del componente. Poiché il valore di EFR è fortemente influenzato dal grado di complessità del componente, una progettazione accurata e l’ottimizzazione dei processi di fabbricazione riducono significativamente il valore di EFR.
LFR equivale al tasso di guasto durante il periodo di piena operatività del componente. Durante questo periodo, nonostante la natura casuale dei guasti, il tasso di guasto resta costante. Questo concetto si esprime affermando che l’andamento del tasso di guasto si snoda nel tempo secondo il profilo di una “curva a vasca da bagno” (bathtub curve).

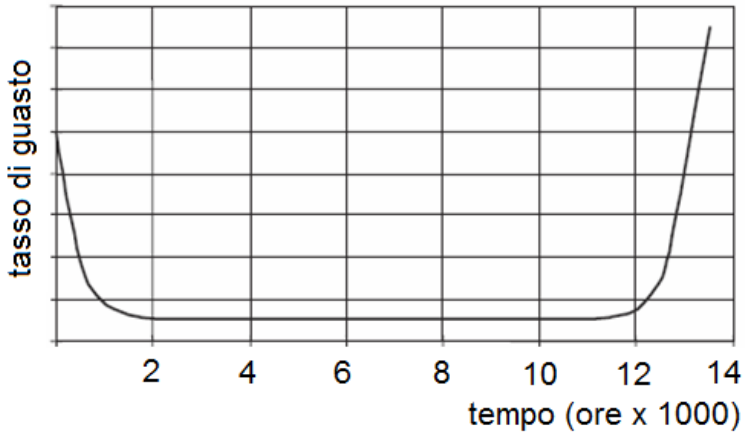


Figura 1

Il tasso di guasto λ(t) indica il numero di guasti che si registra in un periodo di osservazione specificato, e cioè in un intervallo di tempo ben definito. Vale la seguente relazione:

$$\lambda = (\text{numero complessivo dei guasti}) / \sum [(\text{numero dei componenti guasti}) \times (\text{tempo di guasto})] \qquad (1)$$

Facciamo un esempio per chiarire le idee. Un lotto omogeneo di 500 componenti viene sottoposto a un test di durata. I componenti sono chiamati a operare per un periodo

complessivo di 10000 ore. Per fissare le idee, si supponga di sottoporre a tensione alternata 500 diodi di potenza, appartenenti allo stesso lotto omogeneo di produzione. In queste condizioni, si registra un guasto nel momento in cui le apparecchiature rilevano "corrente inversa" nel circuito di prova in cui il diodo di potenza è inserito. Al termine del test, si rilevano i seguenti risultati:

1) N.1 guasto dopo 1000 ore di funzionamento;
2) N.1 guasto dopo 2000 ore di funzionamento.

Il tasso di guasto, che si ricava dal test di durata al quale è stato sottoposto il lotto in osservazione, è il seguente:

$\lambda = 2 / [(1 \times 1000) + (1 \times 2000) + (498 \times 10000)]$;

$\lambda = 2 / 4983000$;

$\lambda = [4{,}0\ E\text{-}7]\ (1/h)$,

valore che corrisponde a circa "400 FIT", se si considera che il tasso di guasto viene espresso in "FIT (Failure In Time)", unità di misura che equivale a "un guasto per un miliardo di ore di funzionamento". Come si vede, λ(t) si esprime tramite l'inverso di un tempo (t^{-1}), solitamente misurato in "ore di funzionamento".

Il tasso di guasto λ(t), ricavato dallo studio del lotto in esame, fornisce la stima del tasso di guasto applicabile all'intera popolazione dei componenti sotto osservazione, purché il lotto in esame sia omogeneo e il test di durata riproduca fedelmente le condizioni di processo nelle quali ogni singolo componente sarà realmente chiamato a operare. In altri termini, nell'ipotesi di lotto omogeneo, λ(t) è il "tasso di guasto istantaneo" applicabile a ogni singolo componente dell'intera popolazione.

Nel campo della sicurezza funzionale, viene operata una netta distinzione tra "guasti sicuri" e "guasti pericolosi". Questa distinzione non è una novità nel campo aeronautico, essendo prevista dagli standard che intendono assicurare un approccio di tipo sistematico alla risoluzione del problema della sicurezza nel settore dei "comandi di volo degli aeromobili", nel quale uno degli autori ha avuto modo di maturare esperienza lavorativa nella prima metà degli anni 90. Lo studio di numerosi guasti, effettuato tramite l'applicazione di metodologie innovative come l'analisi FMEDA, ha prodotto nel tempo un cospicuo numero di rapporti nei quali si opera un ulteriore distinguo fra "guasti pericolosi rilevati" e "guasti pericolosi non rilevabili" tramite tecniche di diagnostica interna. Per questa ragione, la sicurezza funzionale suole suddividere il tasso dei "guasti pericolosi (λ_D)" in due sottocategorie:

1) λ_{DD}: tasso dei guasti pericolosi rilevati;
2) λ_{DU}: tasso dei guasti pericolosi non rilevabili.

La figura sottostante aiuta ad afferrare questo concetto con immediatezza.

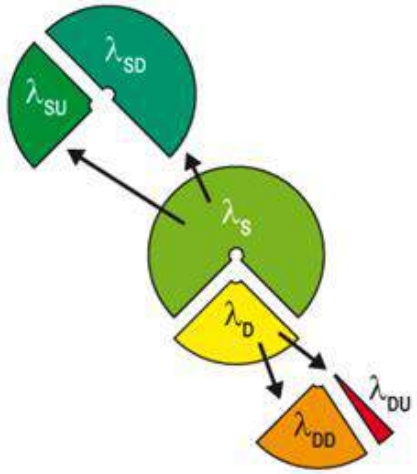


Figura 2

Vale la seguente relazione:

$$\lambda_{tot} = \lambda_S + \lambda_D \quad (2)$$

Si definisce “fattore S” il seguente rapporto:

$$S = \lambda_D / \lambda_{tot} = \lambda_D / (\lambda_S + \lambda_D) \quad (3)$$

Ne consegue che:

$$\lambda_D = S\ \lambda_{tot} \quad (4)$$

$$\lambda_S = (1\text{-}S)\ \lambda_{tot} \quad (5)$$

Si definisce “Copertura diagnostica (DC)” il seguente rapporto:

$$DC = \lambda_{DD} / \lambda_D \quad (6)$$

In definitiva:

$$\lambda_{DD} = DC\ \lambda_D = DC\ S\ \lambda_{tot} \quad (7)$$

$$\lambda_{DU} = (1\text{-}DC)\ S\ \lambda_{tot} \quad (8)$$

La relazione (8) collega il “tasso dei guasti pericolosi non rilevabili (λ_{DU})” ai seguenti parametri:

1) tasso totale di guasto (λ_{tot});
2) fattore S, che esprime il rapporto fra il “tasso dei guasti pericolosi (λ_D)” e il tasso totale di guasto (λ_{tot});
3) copertura diagnostica (DC), che equivale al rapporto fra il “tasso dei guasti pericolosi rilevati (λ_{DD})” e il “tasso dei guasti pericolosi (λ_D)”.

Altro parametro di interesse è la “Frazione dei guasti sicuri, così definita:

$$SFF = (\lambda_{SD} + \lambda_{SU} + \lambda_{DD}) / (\lambda_{SD} + \lambda_{SU} + \lambda_{DD} + \lambda_{DU}) \quad (9)$$

$$SFF = (\lambda_{tot} - \lambda_{DU}) / \lambda_{tot} = 1 – (\lambda_{DU} / \lambda_{tot}) \quad (10)$$

SFF è, quindi, uguale al rapporto tra la “somma dei primi tre tassi di guasto” e la “somma di tutti i tassi di guasto”. La sfida tecnologica che oggi devono affrontare i gestori degli “stabilimenti a rischio di incidente rilevante” consiste nel ricavare, per ogni singolo componente inserito in un sistema strumentale di sicurezza, il “tasso dei guasti pericolosi non rilevabili (λ_{DU})”. Nel seguito, quando si affronterà il calcolo della “Probabilità media di guasto su richiesta (PFDavg)”, si comprenderà meglio l’importanza di questo parametro di guasto, reso noto dal fabbricante che può fare ricorso all’applicazione di sofisticate tecniche di “analisi dei guasti”.

2. Affidabilità dei componenti

L’analisi dei guasti è espressamente richiesta dalla teoria dell’Affidabilità, applicata con ottimi risultati in campo aeronautico molto prima del suo utilizzo nel settore degli impianti di processo. Secondo lo standard “MIL-STD-721C - Definitions of Terms for Reliability and Maintainability”, l’Affidabilità R(t) di un componente rappresenta la sua capacità di portare a termine la funzione per la quale è progettato, in un intervallo di tempo specificato e in determinate condizioni operative. In considerazione della definizione proposta, si intuisce che l'Affidabilità è un concetto probabilistico, quantificabile attraverso un numero puro compreso tra 0% e 100%. L‘aspettativa di vita di un prodotto, garanzia di buon funzionamento del prodotto per un dato periodo di tempo, può essere resa nota dal fabbricante, con un margine di errore contenuto, solo se il prodotto è utilizzato:

1) in conformità alle indicazioni contenute nel manuale di uso e manutenzione;
2) nelle condizioni ambientali previste dal fabbricante.

Diversamente, la vita operativa del prodotto assume un andamento che si discosta, in misura più o meno decisa, dalla "curva a vasca da bagno" ricavata dal fabbricante. Vale la seguente relazione funzionale, alla base della teoria dell'Affidabilità:

$$R(t) = \exp[-\int_0^{\infty} \lambda(t)\, dt] \qquad (11)$$

Se λ(t) = λ = costante, ipotesi di lavoro plausibile se si opera nel tratto orizzontale della "curva a vasca da bagno", la relazione (9) diventa:

$$R(t) = \exp(-\lambda t) \qquad (12)$$

Nell'ipotesi di lavoro adottata, l'andamento in funzione del tempo della funzione "Affidabilità R(t)" viene espresso da una curva, che si porta asintoticamente verso il valore nullo all'aumentare della "variabile tempo (t)".

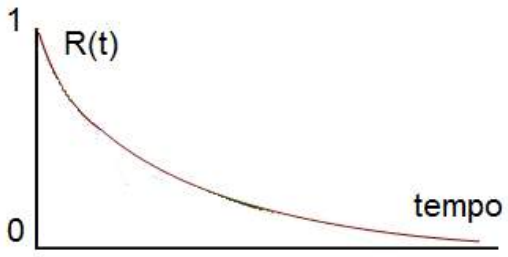


Figura 3

La correlazione fra "Probabilità di guasto P(t)" e "Affidabilità R(t)" è la seguente:

$$P(t) = 1 - R(t) = 1 - \exp(-\lambda t) \qquad (13)$$

Un parametro molto utilizzato dalla teoria dell'Affidabilità è il "Mean Time To Failure (MTTF)", così definito:

$$MTTF = 1 / \lambda \qquad (14)$$

La definizione proposta di MTTF è valida solo nell'ipotesi di lavoro adottata, secondo la quale λ è costante nel tempo. Se si considera un intervallo di tempo pari a MTTF, e cioè t = MTTF, la (12) fornisce il seguente valore:

$$P(MTTF) = 1 - \exp(-\lambda\, MTTF) = 0{,}63 \qquad (15)$$

P(MTTF) rappresenta la "Probabilità di guasto" al tempo t = MTTF. Pertanto, nell'ipotesi di λ costante nel tempo, la "Probabilità di guasto P(t)" è uguale al 63% dopo un intervallo di tempo pari a MTTF.

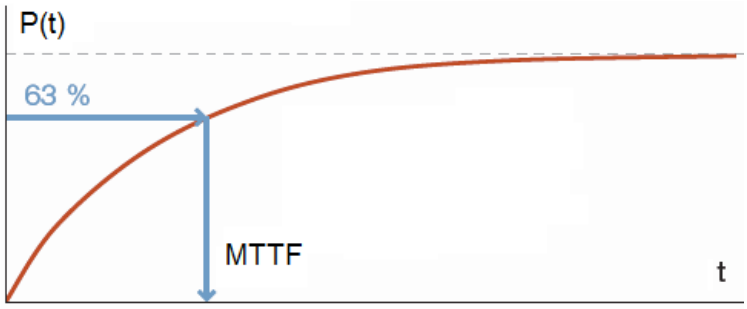


Figura 4

La parte sesta della norma EN 61508 suggerisce, nell'ordine, i seguenti passi per la stima del "livello di affidabilità" di un sistema strumentale di sicurezza:

1) tenere conto dell'architettura del sistema per identificarne il diagramma a blocchi e stimare il tasso totale di guasto;
2) nel caso di sistema caratterizzato da architettura complessa, determinare il "Fattore β", che considera le "cause comuni di guasto", utilizzando i valori tabellati proposti dalla norma;
3) valutare la "copertura diagnostica (DC)" e la "Frazione di guasti sicuri (SFF)" al fine della determinazione del "tasso dei guasti pericolosi non rilevabili (λ_{DU})";
4) determinare il valore del "SIL richiesto", a partire dai valori della "Frazione dei guasti sicuri (SFF)" e della "Tolleranza ai guasti hardware (HFT)";
5) stabilire l'esatta "cadenza di effettuazione del Test di prova (TI)" e ricavare il valore della "Probabilità media di guasto su richiesta (PFDavg)";
6) assicurare, infine, che il "SIL richiesto" sia mantenuto nel tempo.

Per brevità, non sarà possibile in questa occasione la disamina accurata di tutti i punti sopra elencati. Gli autori preferiscono concentrare l'attenzione sulla valutazione della "Probabilità media di guasto su richiesta (PFDavg)" e sulle implicazioni che tale valutazione comporta nella gestione di un impianto di processo.

3. Calcolo semplificato di PFDavg

Nell'ipotesi di lavoro adottata, che prevede la costanza nel tempo del "tasso dei guasti pericolosi non rilevabili (λ_{DU})", vale la seguente relazione funzionale:

$$PFD(t) = \lambda_{DU}\, t \qquad (16)$$

La relazione (14) in effetti è vera solo se si considera un sistema non ridondante, composto cioè da sensore, PLC e attuatore finale.
Con riferimento a un intervallo di tempo T, la "Probabilità media di guasto su richiesta (PFDavg)" è data dalla seguente relazione:

$$PFD_{AVG} = \frac{1}{T}\int_0^T \lambda_{DU}\, t\, dt = \frac{1}{T}\,\frac{\lambda_{DU} T^2}{2} = \frac{\lambda_{DU}\, T}{2} \qquad (17)$$

Il risultato conseguito consente di affermare che un "guasto pericoloso non rilevabile tramite autodiagnostica" rimane sconosciuto per tutto il tempo che coincide con la metà dell'intervallo di tempo T. Nel campo della sicurezza funzionale, l'ampiezza di tale intervallo viene adottata per fissare la "cadenza di effettuazione del Test di prova (TI)".

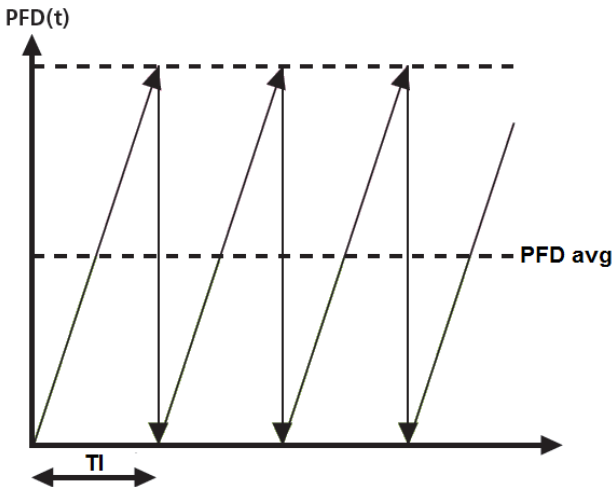


Figura 5

Il “Test di prova” è tutt’altro che perfetto, nel senso che il test non consente mai all’operatore di rilevare tutti i possibili guasti da cui può essere affetto un componente. È noto che agli attuatori finali, quali sono le valvole di blocco per esempio, sono associati i tassi di guasto più elevati fra quelli che competono a un sistema strumentale di sicurezza. Si pensi, allora, al Test di prova di una valvola pneumatica di blocco, provvista di otturatore a disco comandato da stelo metallico. Il test di prova può dare indicazione sul buono stato di conservazione di molte parti della valvola, inclusa la sede dell’otturatore. Il test, però, non potrà mai dire se la valvola sia in grado di chiudere la tubazione su richiesta, con elevata probabilità di successo. Il mancato intervento di una valvola di blocco su richiesta equivale, per quanto si è detto, a un “guasto pericoloso non rilevabile”. Il “Partial Stroke Testing (PST)” è la tecnica utilizzata per ovviare a questo inconveniente perché consente di provare una valvola in chiusura senza la necessità di chiudere completamente la tubazione lungo la quale è inserita. Il PST è utilizzato soprattutto su valvole di arresto di emergenza (ESDVs) installate in impianti di processo nei quali la chiusura effettiva e totale di tali valvole può comportare un inaccettabile “fermo impianto”, con conseguenze spesso gravose sull’intero processo. Il PST consiste in un movimento parziale e controllato dello stelo della valvola che non interferisce, se non in minima misura, con il processo in atto. L’avvenuto movimento dello stelo nella propria sede è sufficiente a provare che la valvola può essere azionata con successo in caso di necessità, e cioè a stabilire, con una probabilità ben determinata, che la valvola può essere attivata correttamente, su richiesta, nelle effettive condizioni operative imposte dal processo.

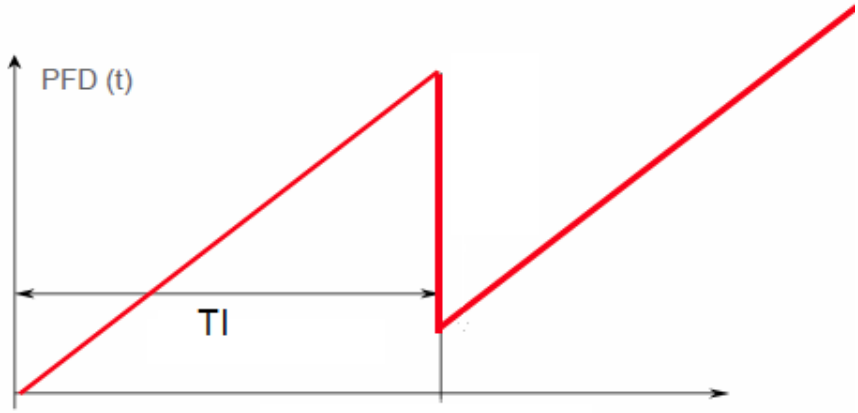


Figura 6

La figura (6) illustra le conseguenze su PFD(t) dell’effettuazione di test di prova imperfetti. Al termine di ciascun test, la probabilità di guasto è certamente ridotta rispetto al valore iniziale, ma non al valore nullo perché non vengono rilevati tutti i possibili guasti. La “Probabilità di guasto su richiesta” è ridotta a un valore maggiore di zero, che tende ad aumentare nel tempo dopo ogni test di prova. Questo trend si osserva per tutta la vita operativa del componente, che nel seguito si definisce “Tempo di missione (MT)”.

4. Effettività dei test manuali di prova

L’Effettività del test manuale di prova (PTE) è un parametro che può essere espresso mediante un numero puro variabile fra 0 e 100. Tale parametro indica la porzione dei “guasti pericolosi non rilevabili tramite autodiagnostica” che vengono portati alla luce al termine dell’effettuazione di test manuali di prova eseguiti con cadenza regolare TI, nel corso del tempo di missione del componente. “William Goble” e “Iwan van Beurden”, in

forza presso la società statunitense “Exida”, propongono la seguente relazione funzionale per il calcolo di PFDavg, che gli artefici di questo lavoro ritengono degna di attenzione per la sua immediata applicabilità nel settore degli impianti di processo:

$$PFDavg = [PTE\ \lambda_{DU}\ (TI/2)] + [(1 - PTE)\ \lambda_{DU}\ (MT/2)] \quad (18)$$

Secondo Goble e van Beurden, la PFDavg raccoglie il contributo di due termini. Il primo termine ricalca la relazione (14), moltiplicata per il parametro “Effettività del test manuale di prova (PTE)”, introdotto allo scopo di tener conto della percentuale dei “guasti pericolosi non rilevabili tramite diagnostica interna” che il test manuale riesce a far emergere al termine delle operazioni di prova, eseguite in campo dagli addetti alla manutenzione. Il secondo termine intende prendere in considerazione i “guasti pericolosi non rilevabili” che rimangono, purtroppo, celati durante l’intera vita operativa del componente MT.

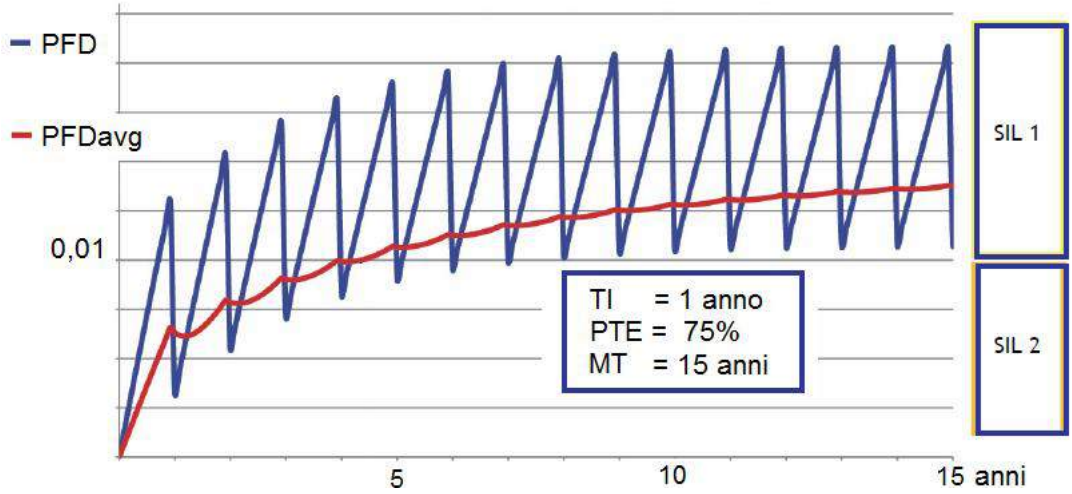


Figura 7

La figura (7) fornisce l’andamento grafico della relazione (18), in caso di “vita operativa del componente” stimata in 15 anni (MT = 15 anni). È interessante osservare che il “Livello di integrità della sicurezza” corrispondente a “SIL-2”, generalmente adeguato a un impianto di processo inserito nel ciclo produttivo di uno stabilimento a rischio di incidente rilevante, è mantenuto dal componente in esame per un intervallo di tempo complessivo non superiore a 5 anni se:

1) il “Test manuale di prova” viene eseguito con cadenza annuale (TI = 1 anno);
2) l’Effettività dei test manuali di prova si aggira intorno al 75%.

L’esempio proposto è applicabile, con le dovute estensioni, al caso degli attuatori finali, quali le valvole di regolazione.

5. Mean Time To Restore (MTTR)

Per fissare le idee, consideriamo un PLC provvisto di “diagnostica interna”. In tal caso, esiste elevata probabilità che il guasto del PLC sia rilevato automaticamente da quella dell’elettronica interna che prende il nome di “watch dog”. Quando ciò avviene, la situazione di guasto riscontrata viene portata immediatamente a conoscenza del personale addetto alle operazioni di manutenzione, tramite una “diagnostica di guasto” trasmessa in “sala controllo”. In genere, le procedure di gestione prevedono che il personale di manutenzione sia immediatamente inviato sul posto per avviare le operazioni di riparazione o sostituzione del componente in avaria. In queste condizioni operative, il “tasso dei guasti pericolosi rilevati (λ_{DD})” contribuisce a modificare il valore di PFDavg.

Occorre, infatti, tenere conto del tempo medio necessario per diagnosticare e riparare il guasto riscontrato nel componente in avaria. Questo breve intervallo di tempo viene definito “Mean Time To Restore (MTTR)”. La relazione che fornisce l’andamento di PFDavg in funzione del tempo viene così modificata:

$$PFDavg = [\lambda_{DD}\ MTTR] + [PTE\ \lambda_{DU}\ (TI/2)] + [(1 - PTE)\ \lambda_{DU}\ (MT/2)] \quad (19)$$

L’introduzione del “Mean Time To Restore (MTTR)” consente di comprendere la differenza fra il “Mean Time Between Failure (MTBF)” e il “Mean Time To Failure (MTTF)”:

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (20)$$

La relazione (20) è efficacemente rappresentata dal diagramma riportato in figura (8).

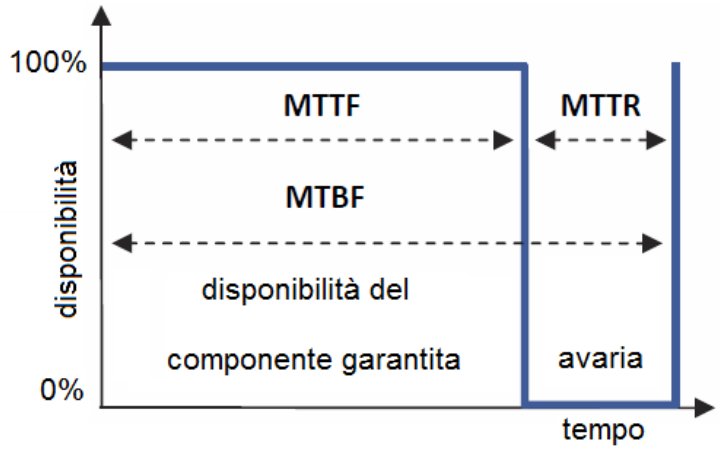


Figura 8

6. Durata del test manuale di prova (PTD)

Per mera scelta gestionale, il “Test manuale di prova” sia effettuato con l’impianto di processo in esercizio. Il gestore dello stabilimento è chiamato a decidere in merito al “bypass della funzione di sicurezza” affidata al sistema strumentale in prova. Quando una funzione di sicurezza viene bypassata, il sistema strumentale, al quale quella funzione è affidata, resta dormiente e non può intervenire con successo in caso di richiesta. È facile, pertanto, immaginare quale valore assuma la “Probabilità di insuccesso su richiesta PFD(t)” nell’intervallo di tempo durante il quale la funzione di sicurezza viene bypassata: la PFD(t) è uguale al 100% per l’intera durata del “Test manuale di prova”.

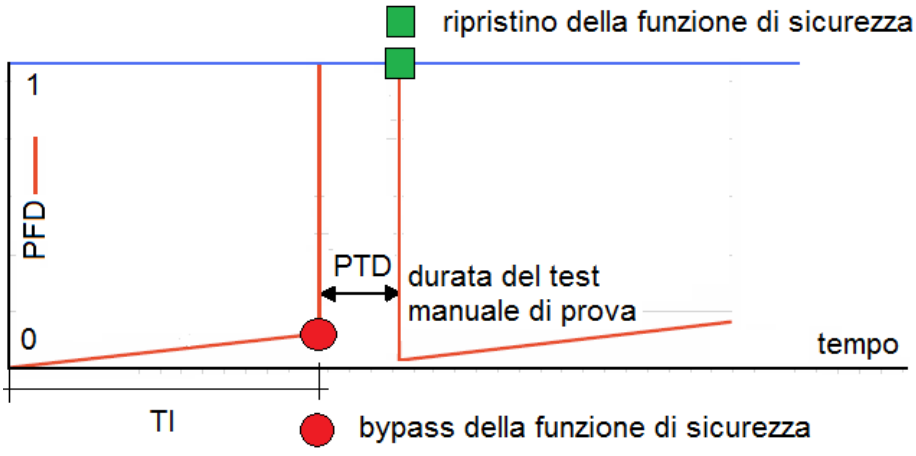


Figura 9

La “Probabilità di insuccesso su richiesta PFD(t)” non assume il valore nullo per quanto asserito al paragrafo (4), nel quale è stato introdotto il parametro “Effettività del test manuale di prova (PTE)”. È errato, peraltro, ritenere che la sezione di impianto, nella quale il “Sistema strumentale di sicurezza (SIS) “è inserito, rimanga completamente priva di barriere di protezione nei confronti dei cimenti meccanici e termici ai quali è sottoposta durante le ordinarie operazioni di processo. L’applicazione della “Layers Of Protection Analysis (LOPA)” insegna che, in condizioni di bypass del SIS, l’impianto resta comunque provvisto di ulteriori misure di prevenzione e protezione che concorrono a ridurre la probabilità di accadimento dell’evento indesiderato (misure di prevenzione) oppure a mitigarne le conseguenze dannose per le persone e l’ambiente (misure di protezione).

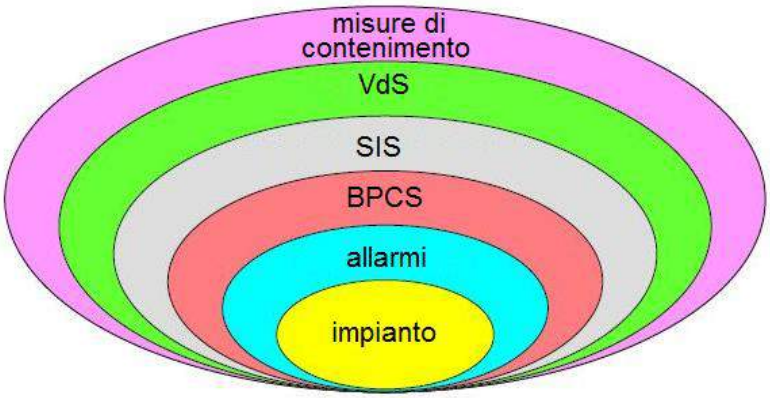


Figura 10

Qualora, nel corso del “Test manuale di prova” non si rilevino guasti, vale la relazione (21), che consente di portare in conto la “Durata del test manuale di prova (PTD)”:

$$PFDavg = PTD/TI \qquad (21)$$

Qualora un guasto pericoloso sia rilevato durante l’effettuazione del “Test manuale di prova”, vale la seguente relazione:

$$PFDavg = (PTD + MTTR)/TI \qquad (22)$$

Se si separano i due termini al numeratore della relazione (22), si ha la possibilità di moltiplicare il secondo termine per il “tasso dei guasti pericolosi non rilevabili (λ_{DU})”:

$$PFDavg = [PTD/TI] + [(\lambda_{DU}\ TI)\ (MTTR)/TI)] \qquad (23)$$

$$PFDavg = [PTD/TI] + [\lambda_{DU}\ MTTR] \qquad (24)$$

In definitiva, sommando alla relazione (19) il contributo della relazione (24), si ottiene:

$$PFDavg = [\lambda_{DD}\ MTTR] + [PTE\ \lambda_{DU}\ (TI/2)] + [(1 - PTE)\ \lambda_{DU}\ (MT/2)] +$$
$$+ [PTD/TI] + [\lambda_{DU}\ MTTR] \qquad (25)$$

Se si tiene conto che:

$$[\lambda_{DD}\ MTTR] + [\lambda_{DU}\ MTTR] = [\lambda_{D}\ MTTR] \qquad (26)$$

la relazione (25) può essere così semplificata:

$$PFDavg = [\lambda_{D}\ MTTR] + [PTE\ \lambda_{DU}\ (TI/2)] +$$
$$+ [(1 - PTE)\ \lambda_{DU}\ (MT/2)] + [PTD/TI] \qquad (27)$$

7. Conclusioni

Se ci si limitasse alle conclusioni alle quali sono pervenuti “William Goble” e “Iwan van Beurden”, verrebbe probabilmente svalutata la portata innovativa del lavoro proposto. Per questo motivo, entrambi gli autori ritengono fondamentale portare all’attenzione del lettore alcune considerazioni utili per comprendere appieno il ruolo dei “sistemi strumentali di sicurezza (SIS)” nell’affidabilità degli impianti tecnologici.
Un tema che interessa i gestori di molti opifici industriali è rappresentato dalla necessità di assicurare l’efficacia dei controlli degli impianti tecnologici. Se si provasse a stilare un elenco completo di tutti gli impianti pericolosi, quasi certamente si peccherebbe di incompletezza. La pericolosità di molti impianti produttivi dipende, in primo luogo, dalla natura delle sostanze che in essi sono lavorate o depositate. Come è noto, il superamento dei limiti di soglia dei quantitativi di talune sostanze tossiche per l’uomo e nocive per l’ambiente, detenute all’interno di uno stabilimento, fa scattare una serie di obblighi speciali sulla base del disposto del D.Lgs. 105/2015, riguardante il controllo dei pericoli di incidenti rilevanti. Il fatto che uno stabilimento non rientri nella c.d. “direttiva Seveso”, autorizza a ritenere che le conseguenze di un incidente siano limitate ai soli addetti e non abbia ripercussione sull’ambiente circostante. Tali conseguenze, però, possono essere molto gravi. Si pensi agli incidenti che, pur avvenendo senza il coinvolgimento delle sostanze pericolose indicate dalla “direttiva Seveso”, hanno sovente in esito il decesso delle persone coinvolte. Rientrano in questa categoria gli incidenti dovuti a:

- cambiamenti repentini dello stato fisico dei fluidi di processo;
- formazione di atmosfere esplosive per la presenza di gas, vapori, nebbie o “polveri combustibili”;
- rilasci massivi di fluidi da attrezzature in pressione, non necessariamente imputabili a cedimenti improvvisi delle stesse attrezzature.

In un elenco incompleto degli impianti industriali nei quali, in passato, si sono registrati incidenti pericolosi per le maestranze, è possibile includere gli impianti di produzione energetica, gli stabilimenti petrolchimici, chimici, farmaceutici, alimentari, metallurgici e siderurgici e, infine, i cementifici. In questi settori merceologici, la normativa lascia piena libertà ai gestori di svolgere i “controlli” applicando le tecniche ritenute più efficaci, laddove per “controlli” si intende il complesso delle attività svolte, su base volontaria, dal gestore al fine di prevenire guasti e malfunzionamenti di attrezzature di lavoro e impianti. Nelle aziende che, per scelta oppure per obbligo, si adotta un “sistema di gestione della sicurezza (SGS), si richiede accurata programmazione dei “controlli”. In particolare, negli “stabilimenti a rischio di incidente rilevante”, ai “controlli” si sommano gli effetti delle “visite periodiche” effettuate da ispettori incaricati dalle autorità nazionali competenti (Ministero della tutela dell’Ambiente e Regioni). Tali visite vengono effettuate secondo protocolli molto rigidi che, in genere, fissano in 10^{-6} l’ordine di grandezza della probabilità di accadimento di uno scenario incidentale rilevante.

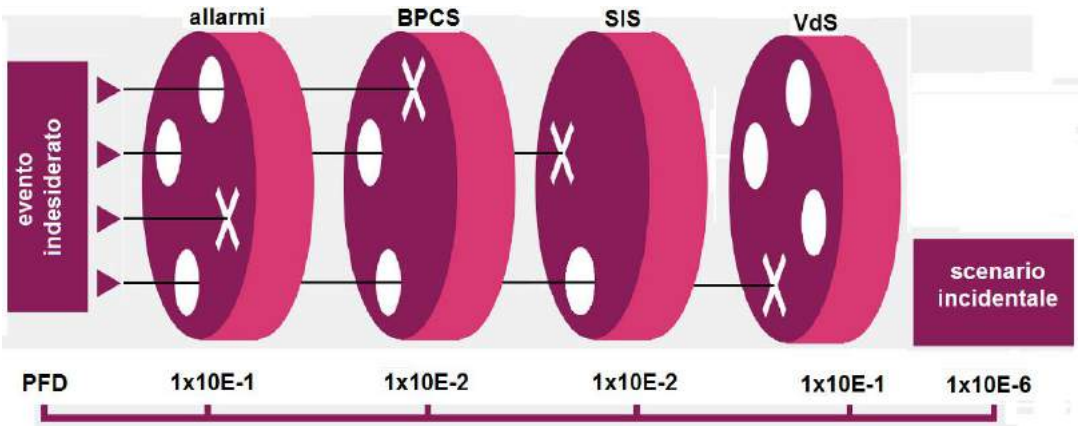


Figura 11

Fatta questa precisazione, si riprenda l'esame del lavoro proposto dai colleghi "Goble" e "van Beurden". La fig. (11) deriva dalla fig. (10) che, a sua volta, rappresenta schematicamente l'applicazione della "metodologia LOPA" agli impianti di processo inseriti in "stabilimenti a rischio di incidente rilevante". Accanto a ciascuno strato (layer), è stata esplicitata la "probabilità attesa di fallimento della funzione di sicurezza" affidata al singolo strato. Per quanto si è detto finora, tale probabilità si identifica, senza ombra di dubbio, con la PFD. Come si vede, l'azione combinata degli strati successivi di protezione consente di limitare a 10^{-6} la probabilità di accadimento di uno scenario incidentale. Qualora, come proposto dai colleghi d'oltreoceano, si optasse per la soluzione impiantistica che prevede il bypass del "sistema strumentale di sicurezza (SIS)", non si potrebbe assicurare, anche se solo limitatamente all'intervallo di durata del "Test manuale di prova", una probabilità di accadimento dello scenario incidentale rispettosa del limite imposto, pari a 10^{-6}.
L'esempio proposto è utile per chiarire definitivamente un duplice aspetto.

1) I "sistemi strumentali di sicurezza (SIS)" sono utilizzati per ridurre al minimo ammissibile il rischio associato a un processo potenzialmente pericoloso. In quanto tali, è opportuno evitare il loro bypass, anche se solo per brevi periodi; preferibile, piuttosto, arrestare l'intero impianto di processo per procedere al "Test manuale di prova".

2) LOPA è una metodologia sistematica che consente l'assegnazione del "SIL richiesto" a ciascuno strato di protezione, inserito nell'impianto di processo fra l'evento iniziatore e lo scenario incidentale finale. La sua attenta applicazione può garantire al gestore di raggiungere un livello di sicurezza in linea con gli obiettivi del "sistema di gestione della sicurezza (SGS) e le richieste delle autorità competenti in tema di controllo dei pericoli di incidenti rilevanti.

8. Bibliografia

[1] Nigri FP, De Lisio V. Utilizzo di sistemi strumentali di sicurezza nell'esercizio di impianti di processo, La Termotecnica, dicembre 2014;10:57-60.

[2] Goble W, van Beurden I. The key variables needed for PFDavg calculation, White paper, Exida™, Sellerville, USA, October 7, 2015.

[3] IEC EN 61508-6 Application guidelines for IEC EN 61508-2 and IEC EN 61508-3.

Verifica in opera di valvole di sicurezza dotate di attuatore pneumatico

M. Faiella*, N. Pedicini*, T. Pagliuso*, G. Perone Pacifico*, M. Rossi**, S. Malvezzi**, A. Cocchiaro***

*Inail - UOT di Napoli
**A2A Ambiente
***Consulente A2A Ambiente

1. Sommario

La verifica degli accessori di sicurezza, prevista per legge, spesso comporta il fermo dell'attrezzatura ed, in alcuni casi, di intere sezioni dell'impianto con conseguenti costi e problematiche produttive.
Il sistema di test presentato consente di verificare l'efficienza degli accessori di sicurezza ed identificare quelli che hanno necessità di regolazioni o manutenzione senza fermata dell'attrezzatura e smontaggio della PSV.
La tecnica comunemente adottata per la verifica in opera prevede l'uso di martinetti idraulici che forniscono la forza necessaria all'apertura della valvola in aggiunta alla pressione interna dell'attrezzatura o della tubazione. Tale forza viene misurata tramite cella di carico e registrata in tempo reale. La conoscenza delle caratteristiche della valvola consente di risalire alla pressione applicata sull'otturatore e quindi alla pressione di intervento della valvola.
Nel caso di studio si intende presentare la specificità e le procedure di test sviluppate per alcune PSV dotate di attuatore pneumatico.
Le PSV in esame sono poste a protezione del corpo cilindrico e dei surriscaldatori dei generatori di una centrale termoelettrica alimentata a rifiuti con una producibilità di 127 T/h di vapore per ciascuna caldaia.
Data la specificità della valvola in esame non è possibile utilizzare la ben nota tecnica dei martinetti idraulici. La necessità di evitare fermi impianto ha reso quindi necessario sviluppare una specifica tecnica di verifica in opera che sarà oggetto di trattazione.

2. Introduzione

Il Termovalorizzatore di Acerra è un impianto di recupero energetico dai rifiuti, progettato per produrre energia elettrica. È costituito da tre caldaie per la produzione di vapore, collegate ad un unico turbo-generatore.
La configurazione delle caldaie prevede un primo stadio di surriscaldamento del vapore diviso in diversi banchi (SH1), seguiti da un ulteriore stadio di surriscaldamento (SH3) posizionato nel secondo giro fumi.
Le valvole di sicurezza (PSV) oggetto della presente trattazione sono poste a protezione del corpo cilindrico (CC) e dei surriscaldatori di vapore (SH) nella sezione d'uscita caldaia ove si raggiungono i valori massimi di pressione e temperatura.

3. Dati di progetto del generatore e caratteristiche delle valvole

I dati di progetto/esercizio di ogni caldaia sono:
- Pressione di progetto/esercizio: 115/80 bar
- Temperatura di progetto/esercizio: 507/480 °C

Il generatore è protetto da due PSV posizionate al corpo cilindrico ed all'uscita dell'SH3 con le caratteristiche rappresentate nelle seguenti tabelle[2].

Ingresso	DN80	PN160
Uscita	DN100	PN40
Diametro orifizio	50mm	
Pressione di taratura	115barg	

Tabella 1. Caratteristiche PSV corpo cilindrico

Ingresso	DN150	PN250
Uscita	DN100	PN40
Diametro orifizio	50mm	
Pressione di taratura	97,5barg	

Tabella 2. Caratteristiche PSV Surriscaldatori vapore (SH)

Le capacità di scarico sono pari a 93,67 T/h con pressione di taratura a 115barg per la valvola del corpo cilindrico e 73,08 T/h con pressione di taratura a 97,5 barg per la valvola relativa agli SH.

L'accessorio di sicurezza è costituito da una valvola di sicurezza di tipo meccanico con accoppiato un attuatore pneumatico per consentire un'apertura ed una chiusura priva di indecisioni o trafilamenti.
La sezione della valvola è presentata nella figura seguente.[2]

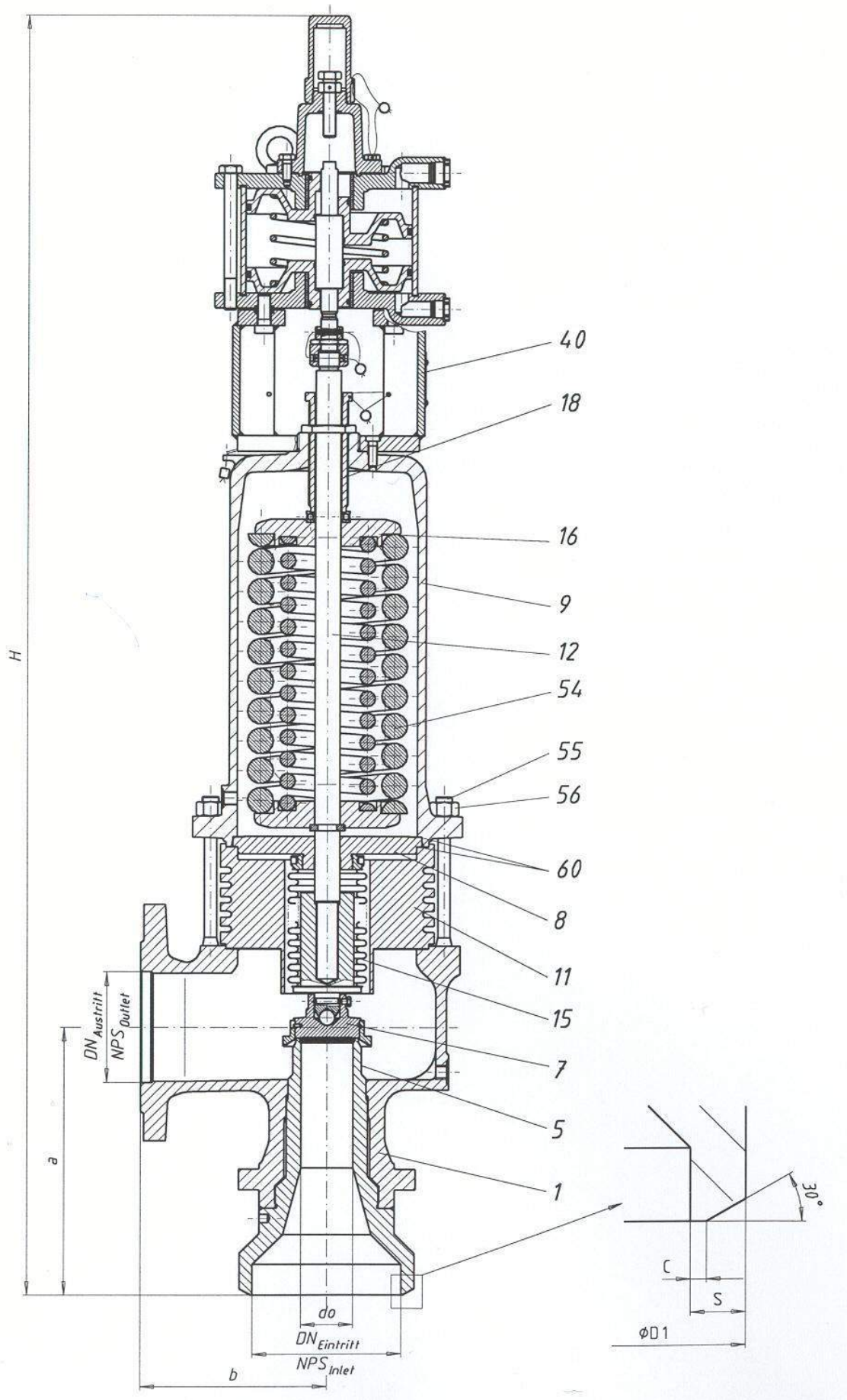


Figura 1. Sezione dell'accessorio di sicurezza

Posizione	descrizione	Materiale (Wr number)
1	Corpo valvola	1.7357
5	Orifizio (A_0=1963,5mm^2)	1.7335
7	Otturatore	1.4122
8	Guida	1.4404
16	Piastra della molla	1.4404
40	Attuatore pneumatico (A=34447mm2)	vari

Tabella 3. Legenda relativa ai componenti

Alla posizione 40 delle figure 3 e 4 è identificato l'attuatore pneumatico che è accoppiato in testa valvola.
L'attuatore pneumatico è composto da un tamburo con un diaframma centrale a cui è accoppiato l'albero della valvola. L'applicazione di aria compressa nella parte superiore o inferiore del tamburo determina una forza aggiuntiva rispettivamente a chiudere la valvola o ad aprirla.
Nella fase di attivazione della valvola, come meglio si vedrà successivamente, la rimozione delle pressione dalla parte superiore dell'attuatore e la contemporanea presenza di pressione nella parte inferiore determina una forza di sollevamento che, sommata alla pressione interna della caldaia, produce l'apertura della valvola di sicurezza.
Il sistema prevede dei pressostati di sicurezza (rif. schemi successivi) M1,M2,M3. I pressostati sul surriscaldatore del vapore (SH) in uscita caldaia sono ridondanti (M1 ed M2). Il pressostato M3 è relativo alla pressione del vapore al corpo cilindrico (CC).

4. Aspetti relativi alla manutenzione e possibili problematiche di funzionamento

Per garantire la funzionalità della valvola è necessario eseguire ad intervalli regolari la manutenzione del filtro dell'aria compressa e prevedere un essiccatore dell'aria. L'aria compressa dovrebbe avere un punto di rugiada di almeno +2°C. La presenza di elevata umidità nell'aria di comando può causare fenomeni corrosivi all'interno del tamburo dell'attuatore con conseguente riduzione della scorrevolezza dell'asse ed alterazione delle pressioni di esercizio della valvola.[3]
La pressione dell'aria di alimentazione può variare da un massimo di 10 bar ad un minimo di 3,5 bar. Una pressione all'esterno di questi valori può provocare un malfunzionamento temporaneo o continuativo del sistema a carico ausiliario e la valvola di sicurezza potrebbe non funzionare o lavorare come una valvola standard senza dispositivo di carico ausiliario.
I sistemi di carico ausiliario devono venire sottoposti a manutenzione e revisione almeno una volta all'anno ed a cura di personale esperto.
Il quadro di comando delle valvole deve essere sempre chiuso e tenuto pulito.
Anche il sistema di attuazione installato sulla valvola di sicurezza deve essere protetto dallo sporco analogamente alle parti di scorrimento.
Il sistema di controllo e gli attuatori sono costruiti per un impiego tra 2° e 60°C. I sistemi di controllo e di attuazione devono essere posizionati in modo che la loro temperatura non possa superare i 60°C.
Con temperature al di sotto di 2°C esiste il pericolo di gelo, è necessario quindi prevedere un sistema di riscaldamento per l'armadio delle apparecchiature di controllo e per le linee di pressione e comando.

5. Funzionamento dell'attuatore pneumatico

Il funzionamento dell'attuatore pneumatico è rappresentato negli schemi seguenti.[3]
Nelle condizioni di esercizio del generatore è prevista l'applicazione di una pressione nella parte alta del tamburo (loading air) data dal regolatore DR12 (3,6bar nel caso in esame) superiore alla pressione applicata nella parte inferiore del tamburo dell'attuatore pneumatico (lifting air) data dal regolatore DR13 (2,6 bar nel caso in esame).
Il comando pneumatico riceve aria di alimentazione dalla rete di aria compressa tramite il filtro F (rif. figure successive). Tale aria viene fatta affluire ai singoli apparecchi tramite il regolatore di pressione collegato in serie (DR11,12,13,14)
I regolatori hanno compiti diversi:

- DR11 Determina la pressione di carico (loading air) che porta aria attraverso le valvole V1,V2 e V3 all'azionamento pneumatico.
- DR12 Determina la pressione dell'aria di lavoro che alimenta la valvola di comando preliminare (DV1, DV2,DV3)
- DR13 Determina la pressione dell'aria di sollevamento (lifting air) che porta all'azionamento pneumatico (PA)
- DR14 Determina la pressione dell'aria di comando per l'interruttore a pressione (M1, M2, M3)

Gli interruttori a pressione (M1, M2, M3) sono sistemi a molla a spirale ed hanno contatti di comando pneumatici sotto forma di ugelli di comando e ritenuta. Al raggiungimento della pressione di attivazione (S), pari a 115barg per M3 (corpo cilindrico) e 97,5barg per M1 ed M2 (SH), gli interruttori a pressione (M1,2,3) interrompono la pressione di comando alle valvole DV1,2, 3 ed alle valvole V1, V2, V3 collegate in serie. Le valvole V1, V2, V3 vanno in posizione di sfiato per cui l'aria di caricamento del tamburo attuatore (loading air che tiene chiusa la valvola) viene scaricata rapidamente tramite la linea BL e le valvole di sfiato rapido SEV1,2,3. Le valvole di sicurezza (HV) potranno quindi aprirsi senza ostacoli aiutate dalla pressione dell'aria di sollevamento (lifting air) applicata nella parte inferiore del tamburo dell'attuatore. La spia SE, che segnala la presenza di aria di carico (loading air), si spegne.

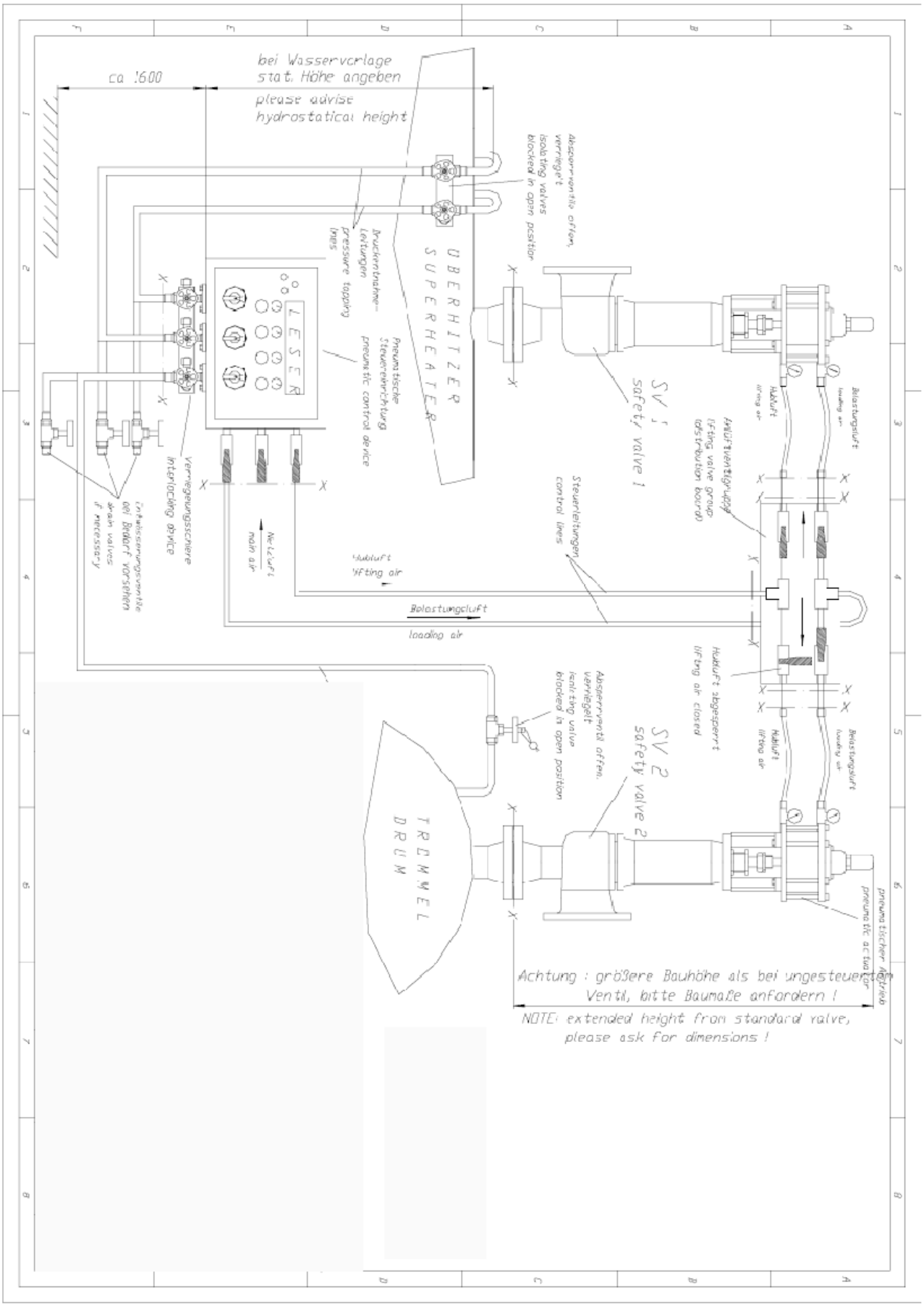


Figura 5. Circuito comando valvole

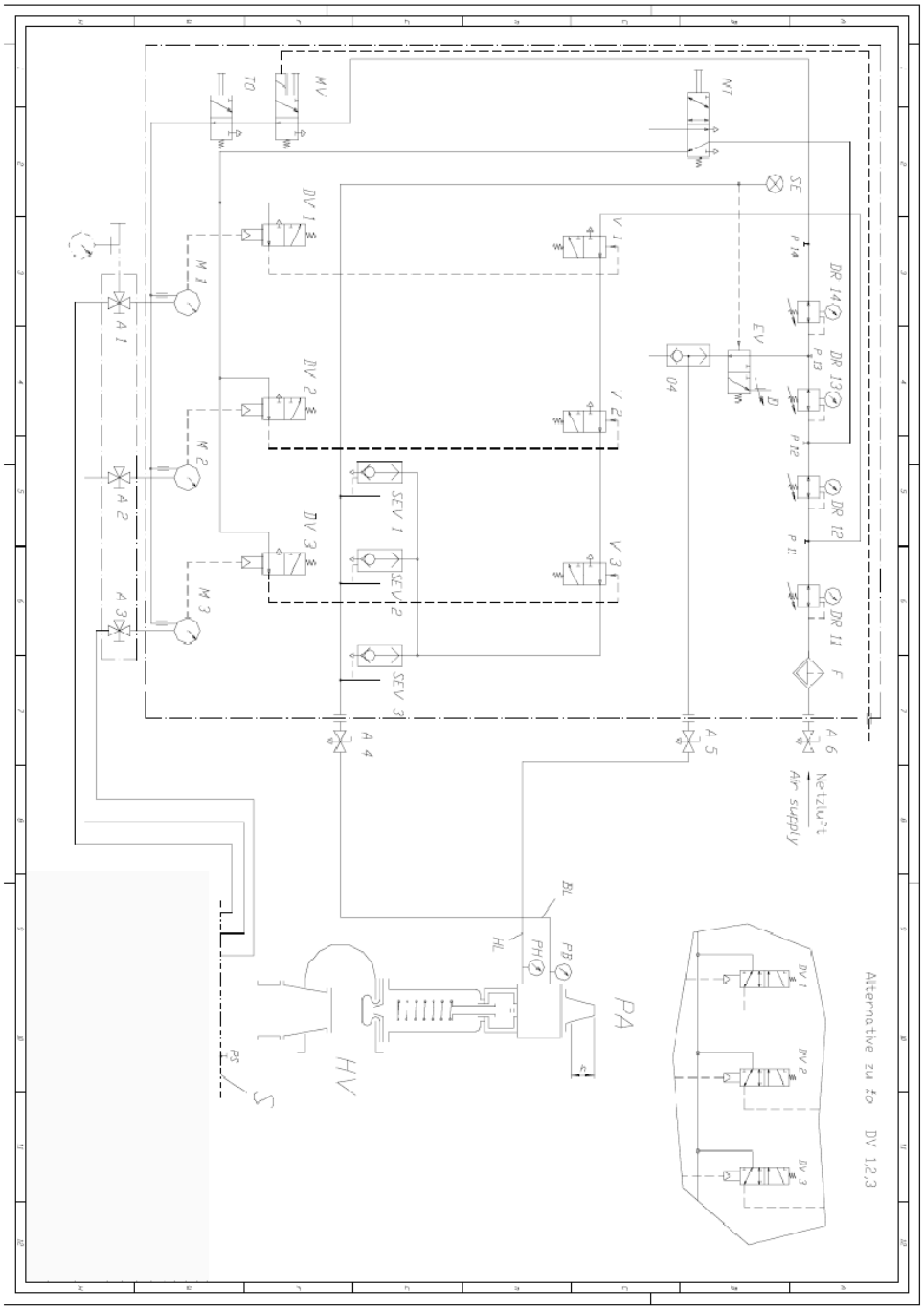


Figura 6. Diagramma circuito comando pneumatico

Dopo aver effettuato lo scarico della pressione dalla caldaia (S) viene comandata dai pressostati M1,2,3 l'inversione delle valvole DV1,2,3 e V1,2,3 ed il caricamento di aria di carico (loading air) che aiuta a chiudere rapidamente ed in modo deciso la valvola di sicurezza. La luce verde (SE) si illumina nuovamente.
L'apertura manuale della valvola di sicurezza ha luogo tramite la chiusura manuale della valvola elettromagnetica (MV) a seguito della pressione del tasto di comando TO. L'aria di carico (loading air) viene scaricata e la valvola di sicurezza viene aperta con l'ausilio della lifting air già caricata nel circuito.
L'azionamento del tasto TO produce un'apertura limitata nel tempo. Se si desidera un'apertura più prolungata con il tasto NT si applica una pressione di apertura maggiore e con effetto fino al mantenimento della pressione sul tasto.

Nel caso di mancanza di aria di alimentazione della centralina pneumatica la valvola si comporterà come una normale valvola di sicurezza caricata con molla.
Il controllo delle singole linee del sistema è effettuato escludendo le linee con la chiusura delle valvole nella sequenza A5,4,3,2,1.
Per evitare l'intempestiva apertura della valvola di sicurezza durante la procedura di prova è sempre necessario rimuovere prima la lifting air (chiusura A5) e successivamente la loading air (chiusura A4). Il ripristino deve essere eseguito in ordine inverso.
Il sistema di controllo alimenta entrambe le valvole di sicurezza e per eseguire gli interventi di verifica funzionale delle stesse è necessario escludere, mediante le specifiche valvole, alternativamente l'uno o l'altro attuatore.

6. Procedura di verifica funzionamento

Per la verifica della funzionalità dell'accessorio di sicurezza è stata predisposta una procedura specifica allo scopo di evitare che manovre inappropriate possano arrecare pericolo agli operatori o alterare il normale funzionamento del generatore di calore.
La procedura è sintetizzata nella tabella successiva [1].

Procedura verifica PSV generatori di vapore

Passo.	Descrizione	Note
1	Rimuovere le piombature e chiudere le valvole aria di sollevamento (inferiore) per PSV SH e CC (A5)	Chiudere sempre prima aria inferiore e poi superiore per evitare apertura non voluta
2	Chiudere le valvole A1, A2,A3	
3	Applicare pressione su stacco della valvola a tre vie A1 con bombola di azoto e strumento di misura	
4	Aumentare pressione fino a intervento pressostato e verificare che pressione di scatto corrisponda a quella di targa	
5	Verificare commutazione valvole della centralina pneumatica	
6	Ripetere prove su valvole A2 ed A3	
7	Inserire completamente il blocco manuale su castello PSV SH	Per evitare un'apertura completa della valvola
8	Svitare il blocco di 3 giri	Per permettere apertura parziale valvola per verifica di funzionalità
9	Chiudere valvola A4 "loading air" (superiore) per PSV SH	
10	Rilevare pressioni manometri e riportarle su foglio di collaudo	
11	Abbassare pressione regolatore DR13 fino a zero.	
12	Collegare strumento di misura pressione su P13	
13	Aprire valvola sollevamento (inferiore) PSV SH	
14	Rilevare e registrare pressione del vapore all'SH tramite richiesta alla sala controllo	
15	Aumentare lentamente pressione aria con DR13 fino ad apertura PSV SH	
16	Rilevare e registrare sovrappressione di apertura dallo strumento di misura precedentemente collegato.	
17	Confrontare sovrappressione DR13 di scatto con curva fornita dal fabbricante	
18	Chiudere regolatore DR13	
19	Chiudere valvola aria sollevamento (A5) PSV SH	
20	Ripetere i passi da 8 a 19 su valvola sicurezza CC	
21	Smontare strumento misura pressione aria	
22	Ripristinare pressione regolatore DR13	

23	Aprire valvole (A4) aria di carico superiore per SH e CC
24	Aprire valvole aria sollevamento (A5) per SH e CC
25	Aprire tutte le valvole per riportarle nelle condizioni di esercizio
26	Punzonare valvole

Tabella 4. Procedura verifica PSV boiler

I valori di intervento misurati (punto rosso delle figure successive) sono stati confrontati con le curve caratteristiche degli attuatori forniti dal fabbricante e rappresentati nelle figure successive.

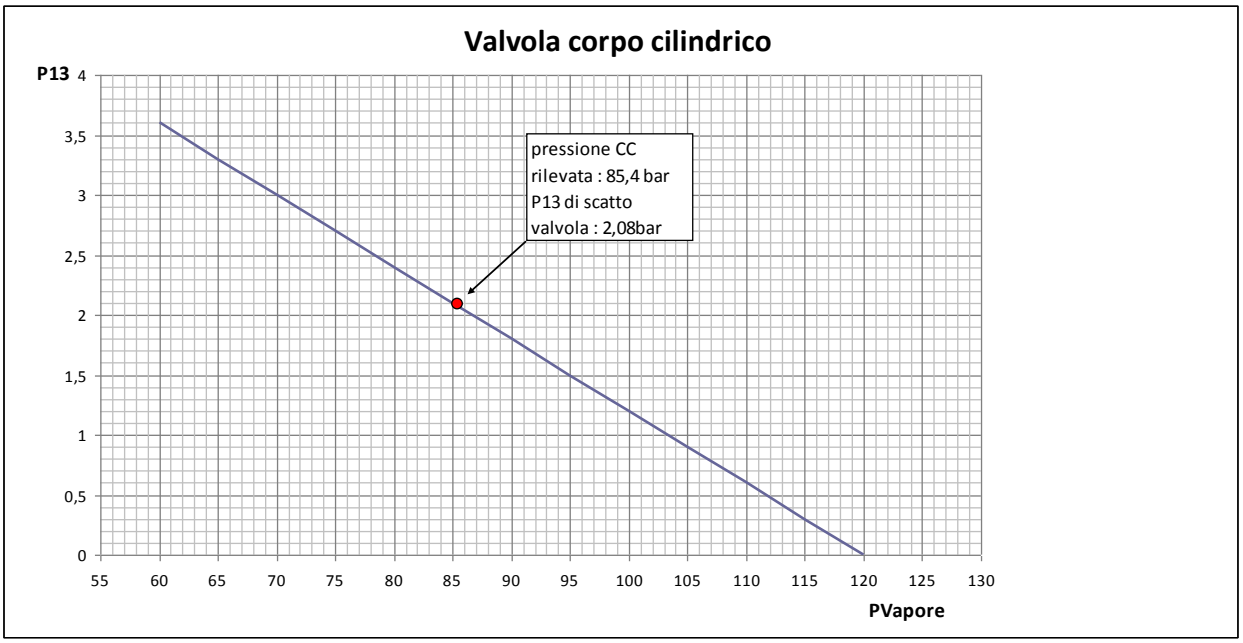


Figura 7. Curva di taratura valvola CC

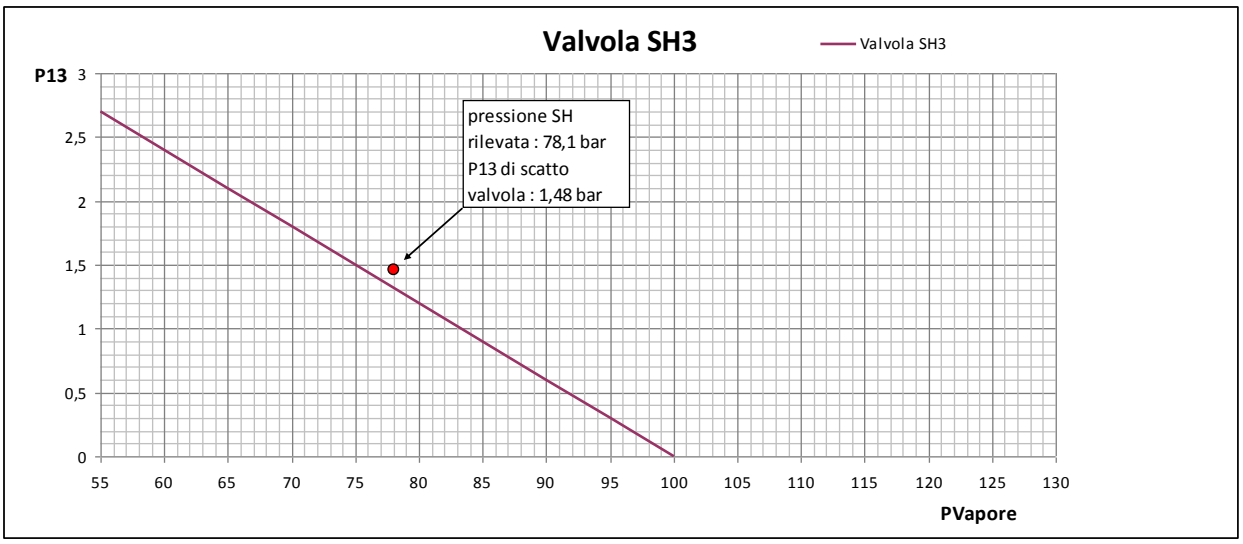


Figura 8. Curva di taratura valvola SH

Il punto di intervento relativo alla valvola del corpo cilindrico si colloca sulla curva di riferimento.
Il punto di intervento della valvola SH risulta spostato di 0,17bar rispetto alla curva teorica.
Alcune considerazioni sono opportune relativamente a tale scostamento. La retta parallela a quella di fabbrica e passante per il punto rilevato risulta traslata sull'asce delle ascisse di circa 3bar. Tale scostamento è pari a 3,84% alla pressione di esercizio rilevata ed è ritenuto coerente con le caratteristiche della valvola di sicurezza che prevede uno scostamento percentuale massimo del 5%.
Si evidenzia inoltre che tale scostamento non inficia l'apertura della valvola alla pressione di targa. L'apertura è infatti determinata dallo scatto di uno dei due pressostati M1 ed M2, doppi per ridondanza. Allo scatto di un pressostato risulta applicata una pressione di sollevamento pari a 2,6bar nettamente superiore a quella minima necessaria e misurata durante la prova e pari a 1,48bar.

7. Conclusioni

Il lavoro presentato ha descritto il funzionamento di valvole di sicurezza dotate di azionamento pneumatico. Le valvole trattate sono installate su caldaie a vapore della potenzialità di 127 T/h di un impianto di termovalorizzazione rifiuti.
Nel funzionamento ordinario l'attuatore pneumatico di tale PSV viene comandato da una centralina dotata di pressostati di sicurezza.
Nella trattazione è stato descritto il funzionamento dell'otturatore pneumatico, della centralina di controllo e le sue caratteristiche peculiari.
E' stata definita e presentata una procedura che permettesse la verifica di funzionamento della valvola senza necessità di smontaggio della stessa. Tale eventuale smontaggio avrebbe richiesto il fermo impianto non essendo le PSV intercettabili e non essendo possibile utilizzare la ben nota tecnica dei martinetti idraulici.
I risultati della verifica di funzionamento sono stati presentati e commentati.

8. Bibliografia

[1] Cocchiaro A, Rossi M. Procedura verifica PSV caldaia. Documento interno riservato A2A Ambiente S.p.a.

[2] Norma UNI EN ISO 4126-4 2013 "Dispositivi di sicurezza per la protezione contro le sovrapressioni" - Parte 4: "Valvole di sicurezza comandate da pilota"

[3] Manuale di uso e manutenzione valvole tipo 4577, LESER GmbH&Co.

[4] Manuale di uso e manutenzione, carico supplementare pneumatico per valvole di sicurezza, LESER GmbH&Co.

Tirreno Power S.p.A. - Centrale Termoelettrica di Napoli Levante. Procedure operative per l'accesso negli spazi confinati: l'analisi dei fattori di rischio e le modalità di intervento

C. Piccolo**, L. Adabbo**, V. Vosa*, C. Salemme***, A. Modugno****

*Inail - UOT di Napoli
**Inail - UOT di Avellino
***Tirreno Power S.p.A.
****Libero Professionista

Sommario

Il presente lavoro analizza i fattori di rischio connessi alle attività di manutenzione e verifica delle attrezzature a pressione presenti nella Centrale a Ciclo Combinato (CCGT) "Napoli Levante" della Tirreno Power S.p.A.; in particolare, vengono proposte ed analizzate procedure operative per l'accesso agli spazi confinati individuati e classificati nell'ambito della turbina a gas, del generatore di vapore e degli elementi accessori, già oggetto di attività di omologazione e verifica per le attività istituzionali del Settore CVR dell' INAIL.

1. La Centrale Napoli Levante

1.1 Ubicazione della Centrale Napoli Levante

La Centrale Termoelettrica Napoli Levante, di proprietà della società Tirreno Power S.p.A. è situata in località San Giovanni a Teduccio nella periferia orientale di Napoli. L'area dell'impianto insiste su di un terreno ricavato dal riempimento di una zona marina nel porto di Napoli, in prossimità della Darsena Petroli.



Figura 1. Visuale di insieme

1.2 Informazioni sul sito produttivo: cenni storici e sviluppi attuali

La Centrale Napoli Levante è costituita da una unica sezione a ciclo combinato alimentata esclusivamente a gas naturale. Tale configurazione è stata autorizzata dal Decreto del Ministero delle Attività Produttive n°55/01/2005 del 18/05/2005 che ha consentito la trasformazione a ciclo combinato della preesistente Centrale, costituita da 3 gruppi tradizionali a vapore, alimentati ad olio combustibile e gas naturale; il processo e la messa a regime del Turbogas si sono completate nel 2008 e nel 2009 con l'entrata in servizio

commerciale. Durante l'anno 2011 la Centrale ha ottenuto la certificazione ISO 14001 del SGA e la relativa registrazione EMAS.

1.3 Informazioni sul sito produttivo: descrizione dell'impianto

La Centrale a ciclo combinato (CCGT) Napoli Levante trasforma l'energia chimica contenuta nel gas naturale in energia elettrica ad alta tensione. Il gas naturale necessario ad alimentare la turbina a gas viene prelevato dal metanodotto Snam.
Lo schema produttivo della Centrale, di seguito riportato, è quello tipico di un ciclo combinato per la produzione di energia elettrica che nei suoi tratti essenziali è composto da una turbina a gas, un generatore di vapore a recupero ed una turbina a vapore. La potenza elettrica lorda complessiva dell'impianto è pari a circa 400 MWe.
L'energia elettrica prodotta viene ceduta alla rete nazionale a mezzo di una stazione di interconnessione a 220 kV di proprietà della Società Terna S.p.A.

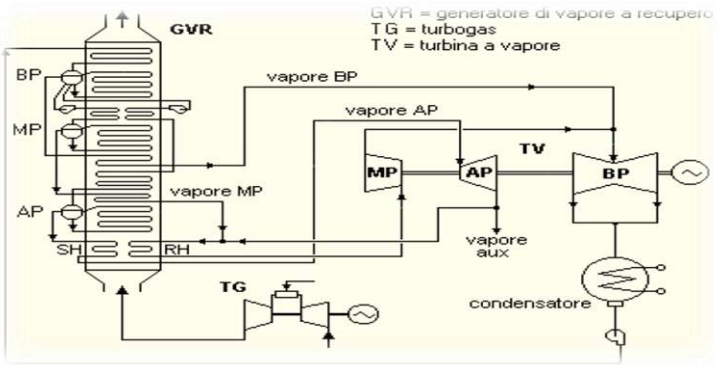


Figura 2. Schema semplificato dell'impianto

2. Introduzione

Con il termine "***ambiente o spazio confinato***" si intende un luogo, ambiente o parti di impianto e apparecchiature totalmente o parzialmente chiuse, che non sono state progettate e costruite per essere occupate in permanenza da persone, né destinate ad esserlo, ma che all'occasione possono essere occupato temporaneamente per l'esecuzione di interventi lavorativi (ispezioni, manutenzioni, riparazioni, pulizia, installazioni, ecc…); caratteristica principale di questi ambienti sono le **limitate dimensioni** delle aperture di accesso e una **sfavorevole ventilazione naturale** che, insieme all'eventuale presenza di sostanze, agenti chimici o condizioni di pericolo (ad es. mancanza di ossigeno), rende questi ambienti particolarmente rischiosi.
Per quanto detto, è evidente che elementi di impianto come serbatoi, silos, reti fognarie, vasche, ecc… si configurano come ambienti confinati per la presenza di aperture di dimensioni ridotte. Tali tipologie di siti sono presenti nelle strutture e gli impianti di Tirreno Power come definito e descritto nei paragrafi precedenti.
Altri tipi di spazi confinati, non altrettanto facili da identificare ma ugualmente pericolosi, potrebbero essere: cisterne aperte, grandi vasche seminterrate, camere di combustione, tubazioni ispezionabili, ambienti con ventilazione insufficiente o assente. Alcuni ambienti, inoltre, possono comportarsi da spazi confinati durante lo svolgimento delle attività lavorative cui sono adibiti o durante la loro costruzione, fabbricazione o successiva modifica. Infine, si evidenzia che i pericoli riscontrabili in un luogo di lavoro "normale" (cioè pensato per la presenza continuativa di lavoratori) possono essere presenti anche in un ambiente confinato. Tuttavia, quelli caratterizzanti gli ambienti confinati si possono suddividere nelle seguenti **tre categorie**:

1. *Configurazione dello spazio e delle vie di uscita*

Ad esempio: l'accesso all'area di lavoro avviene attraverso un'apertura di dimensioni ridotte (es. una botola). L'uscita o le operazioni di salvataggio si rendono automaticamente più complesse per le difficoltà intrinseche dei luoghi (Necessità procedure in caso di emergenza).

2. *Carenza di ossigeno*

Ciò può accadere per esempio:

- quando si verifica una reazione tra alcuni tipi di terreno e l'ossigeno contenuto nell'aria;
- a seguito della reazione tra le acque sotterranee, il gesso e calcare, dalla quale si produce anidride carbonica;
- nelle stive delle navi, nei container da carico, nei camion da trasporto, ecc. come conseguenza della reazione del carico stesso con l'ossigeno presente nell'ambiente.

3. *Presenza di sostanze tossico/nocive, infiammabili o comburenti*

- Sostanze liquide e solide che, se perturbate, possono improvvisamente riempire l'ambiente o rilasciare gas. Le sostanze non agglomerate, come quelle granulose, possono solidificare parzialmente o formare degli accumuli all'interno dei silos, causando ostruzioni che possono collassare inaspettatamente;
- Residui all'interno di cisterne, serbatoi o depositi su superfici interne, che possono emettere gas, fumi o vapori.

Tali sostanze possono accumularsi all'interno di condotte, tombini e cavità collegate al sistema fognario; invadere cisterne o serbatoi tramite le condotte di collegamento; filtrare all'interno di fosse e cavità in terreni contaminati, come vecchie discariche e impianti per il gas.

Stando alle categorie 2 e 3, il rischio preponderante è dovuto all'eventuale presenza di atmosfera incompatibile con la vita. I gas e vapori possono essere presenti, ad esempio, perché fanno parte del ciclo produttivo o perché si sviluppano per processo chimico.

A causa di tali fattori di rischio, gli spazi confinati (serbatoi, vasche di raccolta acque piovane, vasche di raccolta liquami, silos, stive di imbarcazioni, recipienti, reti fognarie, cisterne, server farm, vani e locali tecnici ascensori,…) sono spesso teatro di numerosi incidenti mortali e infortuni gravi, a volte ulteriormente aggravati da un soccorso inadeguato e improvvisato.

La caratteristica di tali incidenti, infatti, è rappresentata dal fatto che il numero delle vittime per singolo incidente è spesso maggiore di uno. È normale infatti immaginare che ci sia uno spontaneo moto d'intervento quando si vede un collega in difficoltà, ma la catena di solidarietà umana porta spesso a compiere gesti estremi che, di fatto, non fanno altro che incrementare la triste contabilità delle vittime.

Nelle statistiche internazionali, oltre il 50% delle vittime è rappresentato dai soccorritori. E questa percentuale è sostanzialmente confermata anche dalla dinamica degli incidenti che si verifica periodicamente nel nostro Paese.

In merito agli aspetti quantitativi del fenomeno, va detto, che non esistono statistiche ufficiali di dati aggregati su "infortuni in ambienti confinati", in quanto, secondo la classificazione adottata dall'INAIL, tali infortuni vanno riferiti ai singoli settori di appartenenza, che possono essere tra i più svariati in relazione all'ambiente confinato interessato (agricoltura, cave e miniere, costruzioni, impianti chimici industriali ecc.).

Complessivamente, nel periodo 2005-2010 (dati INAIL) si sono verificati 29 incidenti mortali in ambienti confinati, che hanno causato la morte di 43 lavoratori: ogni episodio ha portato in media alla morte di 1,5 persone. Si tratta per lo più di incidenti che avvengono all'interno di cisterne, serbatoi o vasche di deposito, dove si sprigionano a volte gas venefici.

La causa del decesso, infatti, è dovuta in prevalenza alla presenza di gas asfissianti nell'ambiente confinato teatro dell'evento: il 53,5% delle morti avviene per questo motivo; mentre 1/4 dei decessi avviene per caduta della vittima.

INFORTUNI MORTALI IN AMBIENTI CONFINATI	Eventi	Decessi	Decessi/Eventi
CISTERNE /SERBATOI	10	16	1,6
VASCHE	7	14	2,0
SILOS	6	6	1,0
CAMERE DI LAVORO	3	3	1,0
Altro (Stive, condotte, canalizzazioni …..)	3	4	1,3
TOTALE	29	43	1,5

Fonte: indagine INAIL anno 2013

TIPO DI INCIDENTE	VALORI %
Contatto con gas asfissianti	53,5
Caduta dall'alto o in profondità	25,6
Fuoriuscita di gas, vapori...	11,6
Caduta dall'alto di materiali (terra,…)	4,7
Contatto con liquidi meteorici	2,3
Sviluppo di fiamme	2,3
TOTALE	100,0

Fonte: indagine INAIL anno 2013

3. Analisi dei fattori di rischio nella Centrale Tirreno Power

Il processo di valutazione dei rischi è stato articolato nelle seguenti fasi:

- Il censimento e classificazione degli spazi confinati;
- L'identificazione dei pericoli e valutazione dei rischi;
- L'individuazione delle misure di prevenzione e di protezione adatte;
- L'elaborazione di procedure, di istruzioni operative, di permessi di lavoro ecc.;
- La costruzione di schede specifiche per spazio confinato nelle quali siano indicate tutte le misure e tutte le persone che possono lavorare al loro interno.

IL CENSIMENTO DEGLI SPAZI CONFINATI

Per censire gli spazi confinati presenti in Centrale Napoli Levante sono state svolte le seguenti attività:

- sopralluoghi, effettuati da un gruppo di lavoro costituito esperti in materia, RSPP, RUO Esercizio e RUO Manutenzione, finalizzati ad individuare gli ambienti definibili come "spazi confinati", partendo dalle attività che a loro interno si rendono necessarie;
- raccolta dei dati di costruzione e delle caratteristiche dello spazio confinato;
- apposizione della segnaletica per gli spazi confinati per avvertire i lavoratori che si è in presenza di un ambiente confinati a cui l'accesso è consentito alle sole persone autorizzate.

IDENTIFICAZIONE DEI PERICOLI

Individuati gli spazi confinati e le attività che sono svolte all'interno è possibile ***identificare i pericoli*** che possono essere presenti; qualora dall'analisi condotta, tenendo conto dei possibili stati di impianto e delle condizioni esterne (ad es. meteorologiche, ecc.), emerga la presenza di ulteriori "pericoli esogeni", è necessario procedere alla valutazione dei rischi correlati anche agli stessi. Il suddetto censimento dei pericoli, associati alle varie lavorazioni prevedibili all'interno di ciascun spazio confinato, viene riportato in un file excel

denominato “Identificazione dei pericoli presenti negli spazi confinati” e che presenta la seguente struttura per ogni spazio confinato:

SPAZIO CONFINATO:	**ATTIVITA’**		
Descrizione del pericolo	**ISPEZIONE**	**PULIZIA**	**SALDATURA**
Asfissia – Soffocamento dovuto a % di O_2 basse e/o presenza sostanze tossiche oltre i limiti	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente
Accesso disagevole	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente
Illuminazione	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente
Biologico dovuto alla putrefazione di mitili che possono svilupparsi all’interno	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente
Ventilazione naturale ostacolata	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente
Incendio/Esplosione dovuto al possibile sviluppo di miscele infiammabili (Presenza di sostanze esplosive)	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente
Scivolamento ed urto contro oggetti	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente
Microclima	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente
Chimico (presenza di sostanze inquinanti o nocive)	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente
Radiazioni ottiche artificiali (prodotte da attività meccaniche)	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente	Presente/Non Presente

Tabella 1. Identificazione dei pericoli presenti negli spazi confinati

VALUTAZIONE DEI RISCHI

Noti i pericoli è possibile effettuare la valutazione del rischio. Il rischio è calcolato come prodotto tra *possibilità di accadimento* e danno che può creare sulle persone presenti (R=P x D). È opportuno ricordare che in prima battuta **deve essere verificato se l’attività può essere svolta dall’esterno dello spazio confinato** (eliminando del tutto il fattore di rischio). Nel caso in cui non sia possibile lavorare dall’esterno, è necessario adottare le misure di prevenzione e protezione più idonee per tenere sotto controllo il rischio residuo: dispositivi di protezione collettiva (aerazione forzata ecc.), dispositivi di protezione individuale, ecc…. Con l’attuazione delle misure di prevenzione e protezione il livello di rischio viene rivalutato fornendo il ***Rischio residuo “R”***. La valutazione deve sempre vedere coinvolti il SPP, il MC e la consultazione degli RLS.
La metodica adottata per l’effettuazione della valutazione dei rischi consente di quantificare numericamente il valore del rischio espresso in funzione del **danno (D)** e della **probabilità (P).** In tal modo, è possibile determinare una classificazione immediata dei rischi, definendo, così, una scala delle priorità di intervento.
La formula base utilizzata per stimare il rischio è la seguente: R = P x D
Al fine di poter valutare la probabilità, il danno, e quindi il rischio, si è fissata una scala di riferimento.
La definizione della scala delle “probabilità” fa riferimento principalmente a:

- ✓ esistenza di una correlazione, più o meno diretta, tra le condizioni rilevate ed il danno ipotizzato;
- ✓ esistenza di dati statistici noti al riguardo, a livello di azienda o di comparto di attività.

Tale stima può essere verificata, in modo indiretto, anche attraverso il livello di sorpresa che l'evento provocherebbe al suo verificarsi. Nel concetto di probabilità sono da

intendersi incluse tutte le variabili aleatorie che concorrono nel determinare la probabilità di accadimento; tra queste si annoverano, a titolo di esempio: fattori ambientali, competenze dei lavoratori, ecc… La definizione della gravità del "danno", chiama invece in causa la competenza di tipo sanitario e fa riferimento principalmente alla reversibilità o meno del danno, distinguendo tra infortunio ed esposizione acuta o cronica. Definiti il danno e la probabilità, il rischio viene automaticamente graduato mediante la formula sopra riportata ed è raffigurabile in una rappresentazione grafico-matriciale, riportata in seguito, avente in ascisse la gravità del danno atteso ed in ordinate la probabilità del suo verificarsi. Nella valutazione dei rischi, la definizione del danno e della probabilità, relativamente ai pericoli identificati, è stata eseguita considerando la statistica degli infortuni nonché le denunce di malattia professionale verificatesi negli anni passati in azienda. L'analisi degli infortuni viene tenuta aggiornata nell'archivio aziendale. Si riportano di seguito le tabelle raffiguranti i valori, livelli, definizioni/criteri, della Probabilità di accadimento e della gravità del Danno.

	Valore	Livello	Definizioni / Criteri
DANNO	**4**	Gravissimo	Infortunio o episodio di esposizione acuta con effetti letali o di invalidità totale. Esposizione cronica con effetti letali e/o totalmente invalidanti.
	3	Grave	Infortunio o episodio di esposizione acuta con effetti di invalidità parziale. Esposizione cronica con effetti irreversibili e/o parzialmente invalidanti
	2	Medio	Infortunio o episodio di esposizione acuta con effetti di invalidità reversibile. Esposizione cronica con effetti reversibili.
	1	Lieve	Infortunio o episodio di esposizione acuta con effetti di inabilità rapidamente reversibile. Esposizione cronica con effetti rapidamente reversibili
PROBABILITA'	**Valore**	**Livello**	**Definizioni / Criteri**
	4	Altamente Probabile	Esiste una correlazione diretta tra la condizione rilevata ed il verificarsi del danno ipotizzato per i lavoratori. Si sono già verificati danni per la stessa condizione rilevata nella stessa azienda o in aziende simili o in situazioni operative simili. Il verificarsi del danno legato alla condizione rilevata non susciterebbe alcuno stupore in azienda.
	3	Probabile	La condizione rilevata può provocare un danno anche se non in modo automatico o diretto. E' noto qualche episodio in cui alla condizione rilevata ha fatto seguito il danno. Il verificarsi del danno ipotizzato susciterebbe una moderata sorpresa in azienda.
	2	Poco probabile	La condizione rilevata può provocare un danno solo in circostanze sfortunate di eventi. Sono noti solo rarissimi episodi già verificatisi. Il verificarsi del danno ipotizzato susciterebbe grande sorpresa.
	1	Improbabile	La condizione rilevata può provocare un danno solo per la concomitanza di più eventi poco probabili indipendenti. Non sono noti episodi già verificatisi. Il verificarsi del danno ipotizzato susciterebbe incredulità.

MATRICE RISCHIO				
	4	**8**	**12**	**16**
	3	**6**	**9**	**12**
	2	**4**	**6**	**8**
	1	**2**	**3**	**4**

VALUTAZIONE DEL RISCHIO	R1 = 1	**R1 = RISCHIO IRRILEVANTE**
		Il livello al quale il rischio è presente e a partire dal quale lo stesso richiede un livello minimo di sorveglianza; non sono ragionevolmente ipotizzabili danni alla salute
		I rischi sono insignificanti ora e non è ragionevolmente prevedibile che aumentino in futuro
	2 ≤ R2 ≤ 3	**R2 = RISCHIO RILEVANTE**
		Il livello di attenzione al quale il rischio è ritenuto contenuto e i danni alla salute non possono escludersi anche solo in via ipotetica; il rischio deve essere presidiato
		I rischi sono ora sotto controllo ma si può prevedere che possano aumentare in futuro; i sistemi di controllo (le misure tecniche – organizzative – procedurali) esistenti hanno tendenza a funzionare male o ad essere male impiegati o comunque richiedono una verifica del loro stato di efficienza e applicazione
		Vi sono rischi ma non vi sono prove che causino malattie o ferite; è necessario applicare e monitorare i sistemi di controllo ed approfondire, verificare e valutare possibili effetti
	4 ≤ R3 ≤ 8	**R3 = RISCHIO GRAVE**
		Il rischio richiede misure per evitare danni che potrebbero manifestarsi anche in quota minima di esposti;
		I rischi sono adeguatamente controllati ma non sono rispettati i principi generali stabiliti all'art. 15 del D. Lgs. 81/08
	R4 ≥ 9	**R4 = RISCHIO MOLTO GRAVE**
		a partire dal quale il rischio richiede misure molto rigorose; i danni possono concretamente manifestarsi
		i rischi sono elevati e non adeguatamente controllati

INDIVIDUAZIONE DELLE MISURE DI PREVENZIONE E DI PROTEZIONE

In base agli esiti della "Valutazione del Rischio" vengono individuate e pianificate le azioni per eliminare o, laddove non fosse possibile, ridurre il rischio a livelli accettabili (R').
Le misure di eliminazione/riduzione del rischio possono essere individuabili in misure di carattere tecnico, organizzativo o procedurale, di prevenzione e/o di protezione.
Va evidenziato come le misure di prevenzione sono finalizzate a ridurre la frequenza degli eventi, agendo quindi sulla probabilità di accadimento, mentre le azioni protettive sono tese a diminuire l'entità delle conseguenze dell'evento indesiderato, ossia sul danno.
Le misure da attuare sono finalizzate prioritariamente alla riduzione dei rischi alla fonte, nel rispetto dei disposti dell'articolo 15 del D. Lgs. 81/2008 e s.m.i.
In particolare, le misure di prevenzione e protezione che possono essere attuate per la gestione degli spazi confinati sono specifiche per ogni spazio confinato; queste si articolano in formazione, addestramento, dispositivi di protezione collettiva, dispositivi di protezione individuale, procedure di sicurezza ed istruzioni operative.
L'applicazione di queste misure fornisce un abbassamento del livello di rischio ottenendo il **rischio residuo R'.**
A seconda del valore di **R'** il rischio viene classificato secondo un determinato livello (si veda Tab.2). L'ottenimento di un indice **R'** di livello Alto vuol dire che nonostante l'adozione di tutte le misure prevenzione e protezione previste, esiste sempre una potenziale fonte di pericolo, dovuta o ai limiti tecnologici attuali o ad realtà pericolosa ineliminabile.

RISCHIO RESIDUO		
R'	**Livello**	**Descrizione**
1	**ALTO**	Il rischio residuo ottenuto, nonostante l'applicazione di tutte le misure di prevenzione e protezione necessarie, risulta ancora elevato.
2	**MEDIO**	Il rischio residuo ottenuto, nonostante l'applicazione di tutte le misure di prevenzione e protezione necessarie, non risulta ancora basso.
3	**BASSO**	Il rischio residuo ottenuto, con l'applicazione di tutte le misure di prevenzione e protezione necessarie, è ridotto al minimo.

Tabella 2. Significato degli indici di rischio residuo

4. Identificazione, classificazione spazi confinati, valutazione del rischio e procedure di lavoro

Secondo le modalità descritte nel paragrafo precedente, è stato svolto un censimento degli spazi confinati presenti all'interno della centrale Tirreno Power, che ha portato all'identificazione dei seguenti "SPAZI CONFINATI":

- Caldaia ausiliaria
- Condensatore
- Degasatore
- Vasche interrate
- Accessi camino
- Accessi GVR
- Colonne resine e torre di decarbonatazione
- Corpi cilindrici
- Serbatoio raccolta olio sporco
- Serbatoio e filtro skid metano
- Serbatoio aria servizi/strumenti
- Locale pompe circolazione (quota -2,50 m)

A seguito dell'identificazione degli ambienti confinati, è stata effettuata una valutazione dei rischi in funzione delle attività lavorative, per ogni singolo spazio confinato individuato, secondo i criteri descritti in precedenza. Si riporta a titolo di esempio, l'identificazione dei pericoli per le attività che si svolgono nei **condensatori**:

SPAZIO CONFINATO: CONDENSATORE	**ATTIVITA'**		
Descrizione del pericolo	**ISPEZIONE**	**PULIZIA**	**SALDATURA**
Asfissia – Soffocamento dovuto a % di O_2 basse e/o presenza sostanze tossiche oltre i limiti	Presente	Presente	Presente
Accesso disagevole	Presente	Presente	Presente
Illuminazione	Presente	Presente	Presente
Biologico dovuto alla putrefazione di mitili che possono svilupparsi all'interno	Non Presente	Non Presente	Non Presente

Dopo aver identificato i vari rischi presenti nei singoli SPAZI CONFINATI precedentemente classificati, è stata effettuata una valutazione dei rischi, così come previsto dal DLgs 81/08 e smi, secondo i criteri riportati nel paragrafo precedente. Di seguito gli esiti della valutazione per le attività svolte nei **condensatori**:

SPAZIO CONFINATO: CONDENSATORE	ATTIVITA'		
Descrizione del pericolo	**ISPEZIONE**	**PULIZIA**	**SALDATURA**
Asfissia – Soffocamento dovuto a % di O_2 basse e/o presenza sostanze tossiche oltre i limiti	ALTO	ALTO	ALTO
Accesso disagevole	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Illuminazione	BASSO	BASSO	BASSO
Biologico dovuto alla putrefazione di mitili che possono svilupparsi all'interno		BASSO	BASSO

Al fine di ridurre il rischio valutato, sono state predisposte delle **procedure** per fornire ai lavoratori impegnati in attività in SPAZI CONFINATI, tutte le informazioni, le misure di prevenzione e protezione necessarie, definendo ruoli, compiti e responsabilità per ogni fase di lavoro prevista dalla procedura. Si riporta di seguito, a titolo esemplificativo, la procedura implementata per attività all'interno del condensatore:

P - PROCEDURA PER L'ACCESSO ALL'INTERNO DEL CONDENSATORE

Descrizione del condensatore:
Il condensatore è costituito da due sezioni, con fascio tubiero orizzontale a casse acqua separate. Ogni sezione ha una cassa acqua anteriore ed una posteriore. Il condensatore è dimensionato per condensare tutta la portata di vapore scaricata dalla turbina durante il suo normale funzionamento, mantenendo dal lato vapore una pressione assoluta di 0,0384 bar (ambiente sottovuoto), ed una differenza di temperatura di 8°C tra l'ingresso e l'uscita dell'acqua di raffreddamento.

P.1 - DESCRIZIONE DELL'ATTIVITA'

Ispezione ,eventuale pulizia interna e riparazioni del condensatore lato acqua di mare con lato vapore in esercizio. La messa in sicurezza del condensatore riguarda solo una sezione (cassa lato terra oppure cassa lato mare).

P.2 - DISPOSITIVI DI PROTEZIONE INDIVIDUALE IN DOTAZIONE

- Elmetto protettivo (UNI EN 397)
- Guanti antitaglio (EN 388 CAT.II)
- Stivali antinfortunistici (EN 20345 S5)
- Tuta monouso (in tyvek) (EN 467 CAT.III TIPO 4-6)

P.3 - STRUMENTI ED ATTREZZATURE IN DOTAZIONE (ANCHE IN CASO DI EMERGENZA)

- Rilevatore gas multifunzione (GASALERTMAX XT II 4 GAS)
- Ponteggio per accesso

P.4 - OTTENIMENTO DEL PERMESSO DI LAVORO

Prima dell'inizio delle attività da svolgere all'interno del condensatore, bisogna essere in possesso di idoneo permesso di lavoro. Tale permesso è obbligatorio, sia per il personale Tirreno Power che per il personale appartenente alle Ditte esterne. Il permesso di lavoro è l'autorizzazione scritta che viene rilasciata e firmata dal Rappresentante del Datore di Lavoro Committente (di seguito RDLC), che specifica:

- l'esecutore del lavoro
- il luogo ed il tipo di lavoro da eseguirsi
- i pericoli a cui sono esposti i lavoratori
- le misure di protezione da adottarsi per la sicurezza dei lavoratori addetti

È vietato intraprendere le attività in caso di anomalie dell'impianto che possono influenzare le operazioni. Il modello standard del Piano di Lavoro e sicurezza (PdL) adottato da Tirreno Power è riportato in allegato III.

P.5 – OPERAZIONI PRELIMINARI

a. Riunione di coordinamento per la sicurezza: viene effettuata la pianificazione dell'intervento (data, ora, durata e numero di persone coinvolte nell'intervento) nel corso di una riunione di coordinamento con il RDLC nella quale sono definiti i mezzi, le attrezzature, i dispositivi di protezione, le misure di prevenzione adottate e la gestione di eventuali emergenze.
b. Messa in sicurezza (o verifica di messa in sicurezza) del condensatore con:
- Intercettazione delle linee di alimentazione
- Posizionamento blocchi che ne impediscano la manovra accidentale
- Messa fuori servizio impianti di pertinenza
- Apposizione segnaletica temporanea (impianto fuori servizio, vietato eseguire manovre, ecc.)

c. Svuotamento (o verifica dello svuotamento) del condensatore.
d. Apertura passi d'uomo di accesso al condensatore o altre aperture se presenti, per ventilazione e raffreddamento dell'ambiente.
e. Delimitazione aperture con cavalletti o transenne dove possibile

P.6 – ATTIVITA' DI VERIFICA E/O CONTROLLI DA PARTE DEL PREPOSTO E DEI LAVORATORI

P.6.1 – VERIFICA DIMENSIONI PASSO D'UOMO

Il preposto (di seguito PL) effettua:
- Verifica delle dimensioni dell'apertura di accesso (i passi d'uomo hanno un DN 600).
- Verifica che l'accesso sia abbastanza ampio da garantire ai lavoratori, anche muniti dei vari dispositivi di protezione, di entrare ed uscire senza difficoltà dall'area interessata e di permettere un accesso e un'uscita rapidi in caso di emergenza.
- Verificare che anche la viabilità interna ed esterna all'area di lavoro, in tutte le condizioni, normali e di emergenza, consenta sempre di raggiungere senza difficoltà l'accesso al luogo confinato.

P.6.2 – POSIZIONAMENTO SEGNALETICA E VERIFICA ATTREZZATURE

I lavoratori su indicazione del preposto eseguono le seguenti attività:
- Delimitazione dell'area operativa mediante nastri di segnalazione ed in particolare della zona in cui andranno ad operare i mezzi d'opera garantendo adeguati spazi di manovra e considerando l'eventuale transitabilità/accesso di mezzi di soccorso.
- Posizionamento della segnaletica di sicurezza (lavori in corso, divieto di accesso alle persone non munite di permesso di lavoro ecc.) con interdizione alle aree agli automezzi non coinvolti nelle attività.
- Posizionamento di sistemi di accesso nel condensatore (idoneo ponteggio) o verifica della conservazione degli apprestamenti esistenti.
- Posizionamento di idonee attrezzature da utilizzare per il recupero del lavoratore e di un respiratore isolante nelle immediate vicinanze.
- Verifica dei sistemi di illuminazione del cantiere.
- Predisposizione e verifica dotazioni ed attrezzature di lavoro

P.6.3 - VERIFICA PERCENTUALE O_2, SOSTANZE INQUINANTI E ATMOSFERE ESPLOSIVE

I lavoratori su indicazione del PL eseguono le seguenti attività:
- Verifica all'interno del condensatore con apposita strumentazione di:

a) Percentuale di O_2 (tenore minimo 19.5 %)

Percentuale di O_2	Livello di pericolo
< 21 - ≤19.5 %	Basso
< 19.5 - ≤15 %	Medio
< 15 - ≤11 %	Medio - Alto
< 11 - 0 %	Alto

b) Concentrazioni di inquinanti al di sotto dei valori limite riportati in tab. e di atm. esplosive (GAS FREE)

Agente	Densità relativa	Valore limite	LEL
Metano (CH_4)	0.7	1000 ppm (TLV-TWA)	5
Monossido di carbonio (CO)	1.25	25 ppm (TLV-TWA)	12.5
Anidride carbonica (CO_2)	1.53	5000 ppm (TLV-TWA)	=
Idrogeno Solforato (H_2S)	1.54	1 ppm (TLV-TWA)	4.5

- Verifica idonea ventilazione naturale per ottenere dei valori accettabili di O_2 e di sostanze inquinanti presenti. Se la verifica non dà valori accettabili di O_2 è necessario utilizzare dei sistemi di aspirazione per rendere respirabile l'atmosfera interna al condensatore e creare delle condizioni favorevoli (% O_2 non

inferiori al 19,5 % e concentrazioni di inquinanti inferiori al limite imposto dalla normativa) per l'ingresso dei lavoratori. Una volta aperti gli accessi al condensatore e messi in sicurezza, si dovrà attendere il tempo necessario a garantire l'areazione degli ambienti.

In caso di superamento dei valori limite delle sostanze pericolose le attività non possono inziare; riferirsi al PL in attesa di nuove disposizioni. In caso di conferma delle condizioni anomale avvisare i tecnici di manutenzione per la sospensione dei lavori. Se invece le verifiche di O_2 , delle sostanze inquinanti e delle miscele infiammabili sono positive, il personale coinvolto indossa i DPI indicati e dopo l'autorizzazione del PL inizia i lavori. L'addetto all'interno del condensatore si mantiene in costante contatto con il PL, segnalando immediatamente allo stesso eventuali anomalie/situazioni di potenziale pericolo. È compito poi del PL di allertare il RDLC presente durante le lavorazioni per l'eventuale intervento della squadra di emergenza. In caso vengano riscontrate situazioni di pericolo il RDLC ordina al personale nel condensatore di uscire immediatamente e sospende le attività.

P.6.4 - OPERAZIONI FINALI DELL' INTERVENTO

Al termine dei lavori all'interno del condensatore, il PL ai lavori sotto la vigilanza del RDLC provvede a
- far uscire tutto il personale
- richiudere i passi d'uomo o altre aperture del condensatore e far rimuovere la segnaletica e i sistemi di delimitazione dell'area di lavoro
- rimuovere i blocchi di sua competenza e ripristinare le originarie condizioni di esercizio
- rimuovere l'illuminazione di cantiere temporanea
- riconsegnare il permesso di lavoro

P.7 – MISURE DI EMERGENZA

In caso si verifichino anomalie/situazioni di emergenza durante lo svolgimento delle attività nelle aree adiacenti al condensatore, il PL, a scopo precauzionale, ordina al personale nel condensatore di uscire immediatamente e sospende le attività in attesa del ripristino delle normali condizioni di lavoro.

In caso di infortunio/malore all'interno del condensatore si attua la procedura aziendale di seguito riportata:

Se il contatto con l'interno del condensatore viene a mancare oppure una persona all'interno comunica di aver bisogno di aiuto, il PL, che vigila all'esterno del condensatore, si attiva prontamente per il recupero ed allerta il RDLC per l'eventuale intervento della squadra di emergenza del committente presente in turno continuativo avvicendato e contattabile ai numeri 081345/ 5810 o 5811 o 5812.

Una volta fuori dal condensatore l'infortunato sarà adagiato al suolo in posizione raggiungibile dai mezzi di soccorso. Eventuali soccorritori che dovessero entrare nel condensatore devono:
- avere la stessa formazione – informazione – addestramento del personale che opera all'interno
- indossare idonei DPI
- essere assicurati a funi di vincolo
- avere sempre autorespiratori isolanti nel caso l'infortunato sia incosciente

Nel caso in cui ci siano delle difficoltà nel recupero dell'infortunato mediante la procedura di soccorso aziendale, si allerta il soccorso esterno (soccorso tecnico VVF 115 – soccorso sanitario 118) ed il personale in sala manovra comunica alla portineria l'arrivo dei mezzi di soccorso esterni, fornendo loro le opportune indicazioni per raggiungere il luogo dell'incidente.

I soccorritori esterni allertati dalla sala controllo, al momento dell'arrivo sul posto, devono interfacciarsi con il RDLC, per essere messi a conoscenza delle misure di sicurezza adottate.

P.8 DIVIETI

Oltre quanto già riportato nella presente procedura di sicurezza, È ESPRESSAMENTE VIETATO:
- Entrare all'interno del condensatore senza un permesso scritto
- Effettuare qualsiasi operazione da soli
- L'ingresso nel condensatore da parte del personale preposto alla sorveglianza
- Entrare all'interno del condensatore senza aver effettuato i test della percentuale di O_2 presente e di infiammabilità indicati nella presente procedura

5. Formazione e Addestramento

Tutti i dipendenti Tirreno Power nonché i lavoratori delle Ditte Esterne affidatarie addetti ad interventi in SPAZI CONFINATI sono stati formati, informati ed addestrati secondo le modalità previste dagli articoli 36 – 37 del D.Lgs. 81/08 e smi. Per i dipendenti di ditte esterne la formazione – informazione – addestramento è stata accertata precedentemente all'inizio dei lavori. In particolare nell' ambito dell'Azienda vengono rispettati i criteri di qualificazione e le indicazioni in merito ai requisiti formativi definiti dal

DPR 177/2011 Regolamento recante norme per la qualificazione delle imprese e dei lavoratori autonomi operanti in ambienti sospetti di inquinamento o confinanti, a norma dell'articolo 6, comma 8, lettera g), del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81. (art. 2)

1. Qualsiasi attività lavorativa nel settore degli ambienti sospetti di inquinamento o confinati può essere svolta unicamente da imprese o lavoratori autonomi qualificati in ragione del possesso dei seguenti requisiti:(...)

c) presenza di personale, in percentuale non inferiore al 30 per cento della forza lavoro, con esperienza almeno triennale relativa a lavori in ambienti sospetti di inquinamento o confinati ……. Tale esperienza deve essere necessariamente in possesso dei lavoratori che svolgono le funzioni di preposto;

d) avvenuta effettuazione di attività di informazione e formazione di tutto il personale, ivi compreso il datore di lavoro ove impiegato per attività lavorative in ambienti sospetti di inquinamento o confinati, specificamente mirato alla conoscenza dei fattori di rischio propri di tali attività, oggetto di verifica di apprendimento e aggiornamento. I contenuti e le modalità della formazione di cui al periodo che precede sono individuati, compatibilmente con le previsioni di cui agli articoli 34 e 37 del D.Lgs. 9 aprile 2008, n. 81, entro e non oltre 90 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto, con accordo in Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, sentite le parti sociali;

e) possesso di dispositivi di protezione individuale, strumentazione e attrezzature di lavoro idonei alla prevenzione dei rischi propri delle attività lavorative in ambienti sospetti di inquinamento o confinati e avvenuta effettuazione di attività di addestramento all'uso corretto di tali dispositivi, strumentazione e attrezzature, coerentemente con le previsioni di cui agli articoli 66 e 121 e all'allegato IV, punto 3, del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81;

f) avvenuta effettuazione di attività di addestramento di tutto il personale impiegato per le attività lavorative in ambienti sospetti di inquinamento o confinati, ivi compreso il datore di lavoro, relativamente all'applicazione di procedure di sicurezza coerenti con le previsioni di cui agli articoli 66 e 121 e dell'allegato IV, punto 3, del decreto legislativo 9 aprile 2008, n.81

In assenza di specificha indicazioni normative da parte dalla Confernenza Stato Regioni sono state erogate ai lavoratori ed alle figure previste dal DPR 177/2001 attività formative per complessive 16 ore durante le quali sono stati individuati moduli teorici, pratici e specifiche attività di addestramento. Per i D.P.I. trattandosi di Dispositivi di Protezione Individuale di III Categoria sono state erogate attività formative nel rispetto dei disposti normativi di cui all' art. 77 comma 5 lett. a) del D.Lgs. 81/08 per i quali sono obbligatoi attività di informazione, formazione ed addestramento. Le attività di addestramento sono state svolte con l'ausilio di specifico modulo di addestramento concepito allo scopo.





6. Conclusioni

Risulta chiaro da quanto sopra riportato che lo studio in esame è un attività continuamente in evoluzione ed aggiornamento in relazione alle progressive esperienze.
Tutte le attività che interessano gli spazi confinati ***definiti*** e già classificati seguono le procedure previste, ma particolare attenzione viene posta a quelle attività **non già classificate** "spazio confinato" ma che "*potrebbero diventarlo*" per le modalità di svolgimento delle operazioni lavorative. Infatti, la classificazione e la numerazione dei siti "confinati" è in continuo aggiornamento anche sulla base delle esperienze condivise con realtà interne (lavoratori, preposti, tecnici in genere), con aziende del Gruppo (attività svolte in altre Centrali non già classificate nel sito di Napoli) e con esperienza di altri ambiti operativi. Anche la formazione e l' addestramento del personale sia interno che esterno viene continuamente aggiornata e verificata "in campo".

7. Bibliografia

[1] Dichiarazione Ambientale della Centrale Napoli Levante, anno 2015 (Tirreno Power S.p.A.)

[2] Manuale illustrato per lavori in ambienti sospetti di inquinamento o confinati ai sensi dell'art. 3, comma 3, del DPR 177/2011 (INAIL, edizione 2013)

[3] Gestione del rischio di infortuni legati agli ambienti confinati. Linee di indirizzo SGSL AR per l'implementazione dei sistemi di gestione per la salute e la sicurezza nelle imprese a rete SGSL – AR (INAIL, CONSEL)

[4] Manuale illustrato per lavori in ambienti sospetti di inquinamento o confinati ai sensi dell'art. 3 comma 3 del DPR 177/2011 (Pubblicazione realizzata dal Sottogruppo Ambienti Confinati del Comitato 1 della Commissione Consultiva Permanente per la Salute e Sicurezza sul Lavoro)

[5] Rischi specifici nell'accesso a silos, vasche e fosse biologiche, collettori fognari, depuratori e serbatoi utilizzati per lo stoccaggio e il trasporto di sostanze pericolose (Guida operativa, Delibera del Commissario Straordinario dell'ISPESL del 12 giugno 2008)

[6] Linee guida Cee sulla valutazione dei rischi sul lavoro

[7] OHSAS 18002: Sistemi di Gestione della Sicurezza e della Salute dei Lavoratori - Linee guida per l'implementazione dello standard OHSAS 18001

Progettazione sismica di componenti industriali con approccio Risk-Based

N. Mordà*, C. De Simone**

*DoMo Studio
**Libero Professionista Desia

1. Il rischio sismico nel settore industriale

Un recente parere del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici (2010) ha ribadito come il presupposto fondamentale nella progettazione delle componenti strutturali e nella verifica di quelle esistenti, in impianti RIR, sia l'analisi del rischio e non già la sola identificazione delle Classi d'uso, evidenziando così una potenziale criticità nel processo progettuale-valutativo.
Il D.L. 105/2015, d'altro canto, ha espressamente introdotto la valutazione dei rischi indotti dai fenomeni naturali (anche alla luce degli eventi occorsi a partire dal 2009).
Secondo gli Autori, l'ambito industriale presenta una maggiore criticità rispetto al settore civile: in ambito civile-edile tutte le costruzioni sono infatti regolamentate dalle NTC (DM 14/1/08); mentre nel settore industriale esse, pur se utile riferimento, lasciano aperta la questione di fondo se il livello di rischio tollerato dalle strutture sistemi e componenti (*d'ora in avanti chiamate* **SSC)** sia coerente con il livello di rischio indotto dall'azione sismica di base (sisma di progetto, **DBE**) prevista da tale norma.
Gli effetti del sisma quindi, vanno inquadrati alla stregua di altri eventi incidentali di cui si valuta la probabilità in relazione ai vari **DS** (stati di danneggiamento) ed al contesto dell'impianto. Da questo punto di vista l'unica via che si ritiene perseguibile in modo coerente è la **QSRA** (Analisi quantitativa del rischio sismico)
Nel presente studio si espone una strategia definita *Risk-Based*, secondo cui il sisma di riferimento è ottenuto tramite un fattore di scala applicato al DBE a cui corrispondono azioni sismiche coerenti con il livello di rischio ammissibile, superando in tal modo le potenziali criticità sopra accennate.

2. Progettazione sismica Risk-based

Nel seguito si adotteranno le seguenti definizioni:

- Pericolosità sismica del luogo (**H**): valore di scuotimento atteso del suolo avente soglia percentuale di superamento in un predeterminato intervallo di tempo.
- Vulnerabilità sismica (**V**): è rappresentata dall'insieme dei parametri che definiscono l'entità del danneggiamento indotto dall'azione sismica di predefinite caratteristiche per ciascuno scenario di valutazione considerato. I parametri che definiscono l'entità del danneggiamento sono definite da opportune scale e curve che definiscono la relazione tra l'entità del danno ed il valore assunto per lo scuotimento del suolo.
- Rischio sismico (**R**): convoluzione pericolosità-vulnerabilità sismica di SSC, espressa dall'entità del danneggiamento prodotto per ciascuno scenario oggetto di valutazione.

Per eseguire praticamente una **QSRA** è possibile adottare due approcci:

- Approccio 1: definizione preliminare del sisma di progetto **DBE** per la singola **SSC** a partire dal rischio $P_{f,lim}$ accettato/imposto conseguente all'analisi del rischio stesso
- Approccio 2: adozione di sisma di progetto **DBE** e verifica analitica del livello rischio esibito dalla **SSC** rispetto al rischio accettato/imposto, $P_{f,lim}$ derivante all'analisi del rischio stesso.

Il punto di partenza per la QSRA è l'equazione del Rischio Sismico, come definita dalla letteratura specialistica, che dà una misura quantitativa P_f di tale rischio:

$$P_f = \frac{H_{DBE} exp\left[\frac{1}{2}(C_H \beta_c)^2\right]}{\left[\frac{F_m}{DBE}\right]^{C_H}} = \frac{H_{DBE} exp(f)}{C^{C_H}} \qquad (1)$$

dove:

P_f = probabilità di *failure*, ossia di non soddisfacimento di un livello di prestazione
F_m = capacità media del SSC
H_{DBE} = frequenza/probabilità dei sisma di riferimento
DBE = valore del sisma di riferimento
C_H = parametro che definisce la curva di pericolosità sismica

Inoltre si fanno le seguenti posizioni:

$f = 1/2*(C_H\ \beta_c)^2$
$C = F_m/DBE$ (rapporto di capacità)
$R = P_f/H_{DBE}$ (rapporto di rischio)

La formula vige sotto ipotesi non particolarmente restrittive e rappresenta con sufficiente generalità ed accuratezza molte delle situazioni reali. Essa può essere sostituita con analisi più specifiche.
La **(1**) può essere posta nella seguente forma che sarà utilizzata per la successiva discussione:

$$R = C^{-C_H} exp(f) = R[C_H,\ F_m\ ,\beta_c] \qquad (2)$$

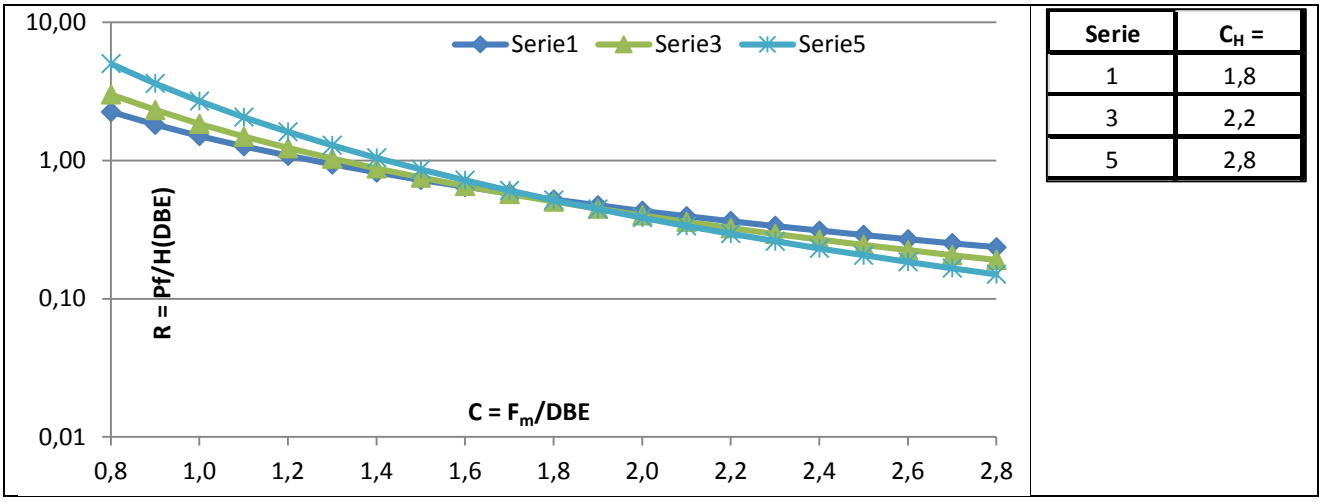
Il rapporto *C* è un fattore di scala del sisma di riferimento che porta al valore di rischio fissato P_f.
Seguendo l'approccio 1, la formula (1) può essere invertita rispetto a **DBE** per definire a priori il sisma di progetto coerente col livello di rischio ammesso**.**
Difatti, posto $P_f = P_{f,lim}$ e noti gli altri dati, l'equazione consente di definire il sisma di progetto coerente con la soglia massima di rischio tollerata.
In tal modo, il calcolo di **SSC** è "auto-garantito" rispetto al rischio di perdita di prestazione.
Considerando nuovamente l'espressione di R, assunto noto da ora in avanti, si calcola C con:

$$C = R^{-1/C_H} * exp\left[\frac{f}{C_H}\right] = R^{-1/C_H} * exp\left[\frac{1}{2} C_H (\beta_c)^2\right] = C[R, C_H, \beta_c] \qquad (3)$$

Adottando invece l'approccio 2, si procede definendo a priori il **DBE,** ad esempio in accordo alle NTC, quindi la progettazione di **SSC** percorre il consueto percorso con il sisma individuato; alla fine del percorso progettuale si calcola il livello di rischio imposto P_f al **SSC** dalla scelta del **DBE** fatta, utilizzando l'equazione (1). Se risulta $P_f < P_{flim}$ la progettazione è coerente con l'analisi di rischio, in caso contrario si deve rivedere il progetto.
Potendo gestire il livello di rischio di **SSC** in modo coerente, è facile intuire l'elasticità dei due approcci ed i possibili risparmi, soprattutto in caso di interventi di adeguamento sismico.

3. Incoerenza della progettazione sismica tradizionale

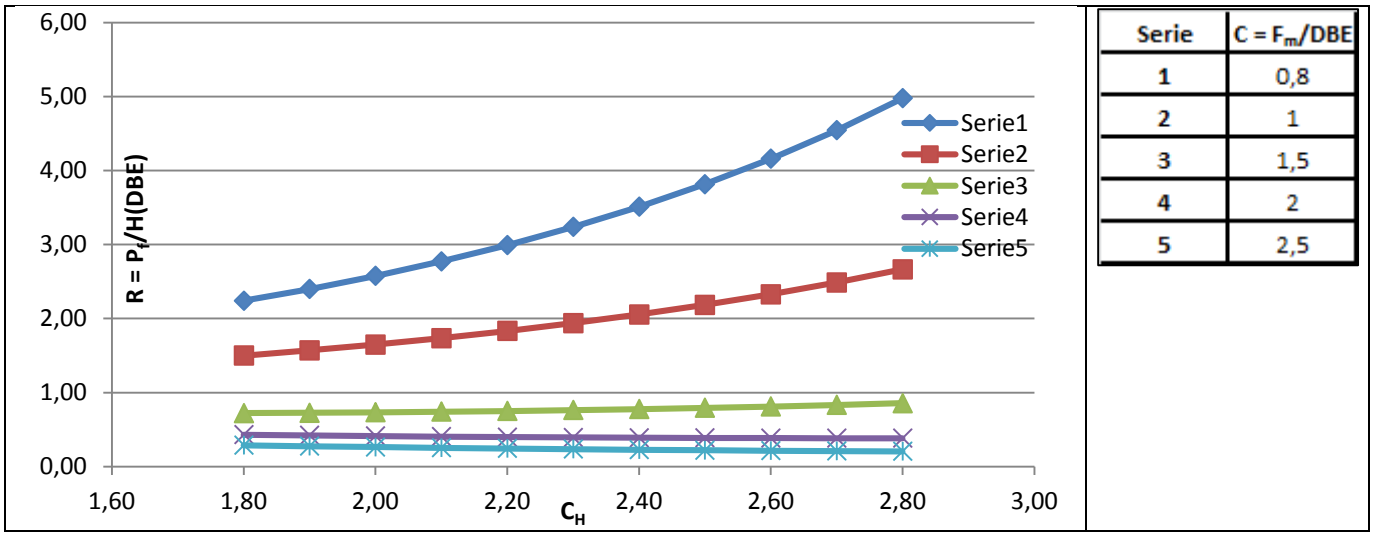
La necessità dell'approccio *Risk Based* sta nell'incoerenza della progettazione tradizionale limitata alla sola "stabilità" in presenza di azioni sismiche, che tralascia la misura del livello di rischio. Gli aspetti che motivano tale concetto sono molteplici.
Intanto, l'equazione (2) mostra come il rapporto tra la probabilità di *failure* P_f e la probabilità dell'evento sismico H_{DBE} assunto come riferimento per la definizione dell'azione sismica, sia variabile in relazione alla sismicità del luogo, evidentemente in termini di PGA, ma anche in relazione alla curva di pericolosità del sito in esame, aspetto condensato nel parametro C_H dell'equazione del rischio.
Fissato $R= P_f /H_{DBE}$ la progettazione è coerente col livello limite di rischio solo se $R < 1$
E' interessante il grafico $R - C_H$ per diversi valori del rapporto di capacità $C = F_m/DBE$ (Figura 1). Essi mostrano come il rapporto tra le due probabilità può discostarsi significativamente dall'unità, in relazione a C_H che definisce la pericolosità del sito.



Serie	C_H =
1	1,8
3	2,2
5	2,8

Figura 1. Rapporto probabilità di *failure*/probabilità evento sismico con C (β_c = 0.5)

Dalla Figura **1**, si deduce che dato un valore R accettabile, la richiesta di capacità varia in relazione al valore di C_H. Il grafico $R(C_H)$ è esposto in Figura 2.



Serie	$C = F_m/DBE$
1	0,8
2	1
3	1,5
4	2
5	2,5

Figura 2. Rapporto probabilità di *failure*/probabilità evento sismico (β_c = 0.5)

La Figura **2** evidenzia che anche per C=1, ossia capacità media pari al sisma di riferimento (DBE), si ha R>1 per ogni valore di C_H. Solo per C>1 si ha che la condizione di rischio R<1 è garantita. La variabilità con C_H merita ancora qualche osservazione.
Si considerino due città ad alta sismicità, L'Aquila e Reggio Calabria per le quali risulta allo SLV/NTC: **PGA**~0.27g.
Il coefficiente C_H invece vale, rispettivamente C_H = 2.556; C_H = 2.174;
Il rapporto tra il rischio nelle due città (Z_R=R[RC]/R[AQ]) al variare di C è consegnato alla tabella seguente:

β_c =	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	Intervallo C	
$Z_{R,max}$	1,07	1,02	0,96	0,88	0,88	C_{min}	0,7
$Z_{R,min}$	0,84	0,80	0,76	0,70	0,70	C_{max}	1,3

Tabella 1. Valori del rapporto di rischio tra due città con la stessa PGA

Quindi, a parità di PGA il rapporto tra i due rischi varia anche del 30% già solo in virtù di una piccola variazione di C_H (~20%). Pertanto anche per siti con la medesima PGA non è garantito che il rischio finale sia il medesimo né tantomeno compatibile con la richiesta.
Appare evidente che impostare la progettazione o la verifica esclusivamente sullo spettro a pericolosità costante delle NTC, non fornisce garanzie in termini di rischio sotteso dal SSC. Ciò è tanto più importante quando le curve di pericolosità variano in modo significativo tra diversi siti (dai dati INGV tale variazione in Italia è fortunatamente limitata).
Occorre pertanto orientare la strategia progettuale, o di verifica, oltre che alla sola condizione *safety-based*, anche all'approccio *risk-based*.

4. Approccio *Risk-based* per la definizione dell'input sismico

Le NTC definiscono per gli eventi sismici delle probabilità di superamento con riferimento a quattro SL, riportati alla tabella C.3.2.I Circ.617/09.
Il periodo di riferimento V_R è definito come: $V_R = V_N * C_U$.
La probabilità annua degli SL più critici si può approssimare come: $P_a \sim P_{SL}/V_R$ da cui si ottiene la seguente tabella:

SL	p_{SL}	V_R = 50	V_R =100	V_R =150	V_R =200
SLV	10%	2,0E-03	1,0E-03	6,7E-04	5,0E-04
SLC	5%	1,0E-03	5,0E-04	3,3E-04	2,5E-04

Tabella 2. Probabilità annua degli eventi secondo le NTC08

I valori in Tabella 2 rappresentano proprio H_{DBE} nell'equazione del rischio.
I grafici esposti nelle Figura 2 evidenziano, con i valori di C_H del territorio Italiano e rispetto alla capacità media, il rapporto R = P_f /H_{DBE} di cui alla citata Tabella 2.
Per esempio, per ogni valore di C_H si avrebbe:

C = 1.5 → R ~ 0.5
C = 2.5 → R ~ 0.1-0.2

Ciò significa che rispetto agli SL esposti in Tabella 2 si avrebbero probabilità di *failure* dimezzate rispetto al sisma previsto dalle NTC (cfr. tabella successiva):

Intervallo P_f - SLV	Intervallo P_f - SLC
$1.0*10^{-3}$; $2.5*10^{-4}$	$5.0*10^{-4}$; $1.25*10^{-4}$

Tabella 3. Probabilità di *failure* per C = 1.5

Il semplice calcolo appena svolto consente di fare due considerazioni:
- l'assunzione della vita nominale del componente potrebbe risultare fuorviante se fatta solo con riferimento alle NTC invece di essere riferita all' analisi dei rischi dell'impianto
- valutazioni, speditive ma quantitative, collimano con recenti indicazioni del CSLP in termini di progettazione basata sul livello di rischio, coerenti con l'approccio del § 2.

E' interessante valutare le probabilità di evento in Tabella 3 alla luce del **D.M. 5/5/2001:**

Classi di probabilità degli eventi (eventi/anno)	Range di probabilità degli eventi (eventi/anno)	Categoria effetti			
		Elevata Letalità	Inizio Letalità	Lesioni Irreversibili	Lesioni Reversibili
Improbabile	$P < 10^{-6}$	DEF	CDEF	BCDEF	ABCDEF
Poco probabile	$10^{-4} > P \geq 10^{-6}$	EF	DEF	CDEF	BCDEF
Mediamente probabile	$10^{-3} > P \geq 10^{-4}$	F	EF	DEF	CDEF
Probabile	$P \geq 10^{-3}$	F	F	EF	DEF

Tabella 4. Categorie territoriali DM 9/5/2001 (§6.3.1 da LLGG R. Piemonte 2010)

Assunto che l'SLC corrisponda ad uno degli eventi incidentali secondo il DM 5/01, in relazione alla Tabella 3, esso sarebbe classificato come evento "*mediamente probabile*" e risulterebbe compatibile solo con determinate classi territoriali, già solo per effetti reversibili.
A questo punto è chiaro che l'approccio 1 del § 2 può essere applicato per determinare il valore di C che consente di ottenere una probabilità P_f pari al livello di rischio da rispettare.
Da notare che non è scontato che l'SLC sia l'evento critico: la criticità è governata dai modi di collasso del SSC e dell'interazione coi sistemi cui è connesso, e potrebbe avvenire per eventi più frequenti.
A seconda del valore di soglia $P_{F,lim}$ ammissibile, C può essere individuato a priori seguendo la formula (3) di seguito riproposta:

$$C = R^{-1/C_H} * exp\left[\frac{1}{2} C_H (\beta_c)^2\right] \qquad (4)$$

Essa definisce il fattore di amplificazione C che applicato al sisma di riferimento DBE garantisce il livello di rischio $P_{f,lim}$ imposto, tramite R (=$P_{f,lim}/H_{DBE}$), assumendo come riferimento la capacità media F_m.
Essa coincide col frattile di ordine 50% della capacità: $F_m = F_{50\%}$.
La relazione tra F_m e il generico frattile *p* è la seguente:

$$F_p = F_{50\%}\, exp(X_p \beta_c) \qquad (5)$$

essendo X_p il valore della variabile normale standard che corrisponde al frattile di ordine p; per un frattile di ordine p generico il fattore di scala si indica di seguito con $C_p = F_p/DBE$.
Si ha quindi

$$C = C_p\, exp(-X_p \beta_c) \qquad (6)$$

Dalla formula precedente si ha:

$$C_p = R^{-1/C_H} * exp\left[\frac{1}{2} C_H (\beta_c)^2 + X_p \beta_c\right] \qquad (7)$$

che è il fattore di scala C_p del sisma di riferimento DBE rispetto al frattile di ordine p della capacità.
Motivi di opportunità indicano valori particolari del frattile di riferimento per definire il fattore di scala C_p.
Dagli studi condotti, soprattutto nel settore nucleare, è emerso che:

- al fine di minimizzare gli effetti su C_p di β_c un giusto compromesso si ha per p = 1% (X_p = -2.326)
- il frattile p =10% è il meno sensibile a β_c, e ciò è interessante dal punto di vista pratico
- la maggiore aliquota del rischio è generata da valori della domanda corrispondenti a capacità comprese tra l'1% e il 70%.

Le curve seguenti individuano l'andamento di C_p (p =1% e p= 10%) in funzione del rapporto R e del parametro β_c. (cfr. Figura **3**, Figura 4).

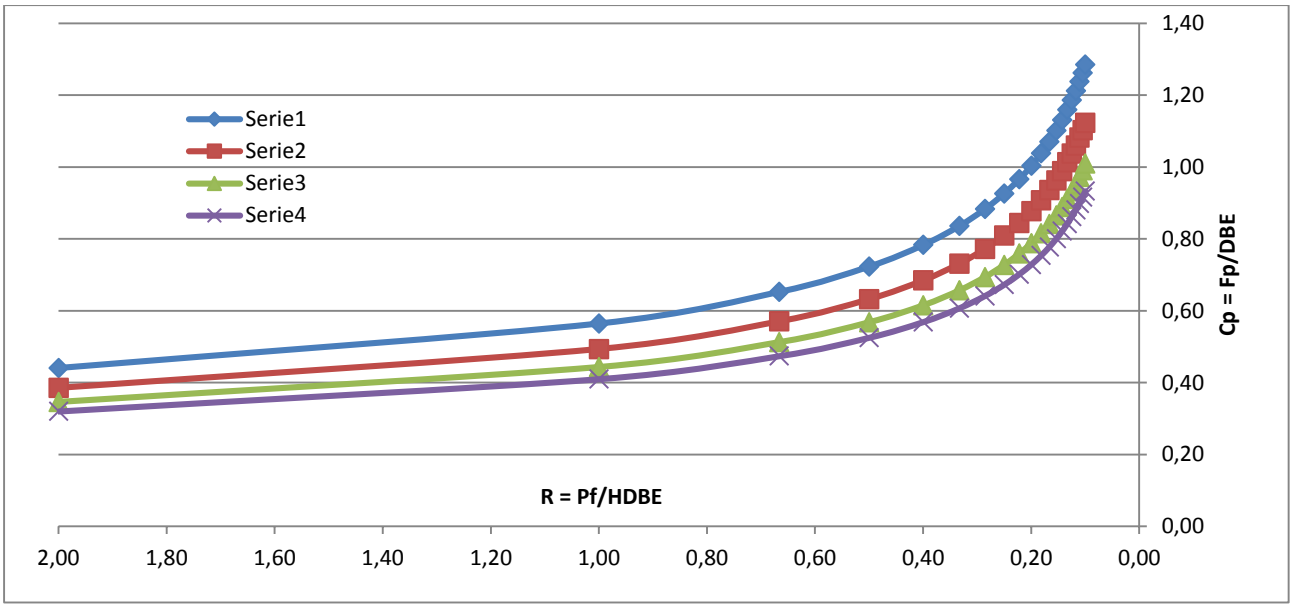


Figura 3. Confronto tra $C_{1\%}$ (parametro C_H =2.8) per β_c = 0.3-0.5

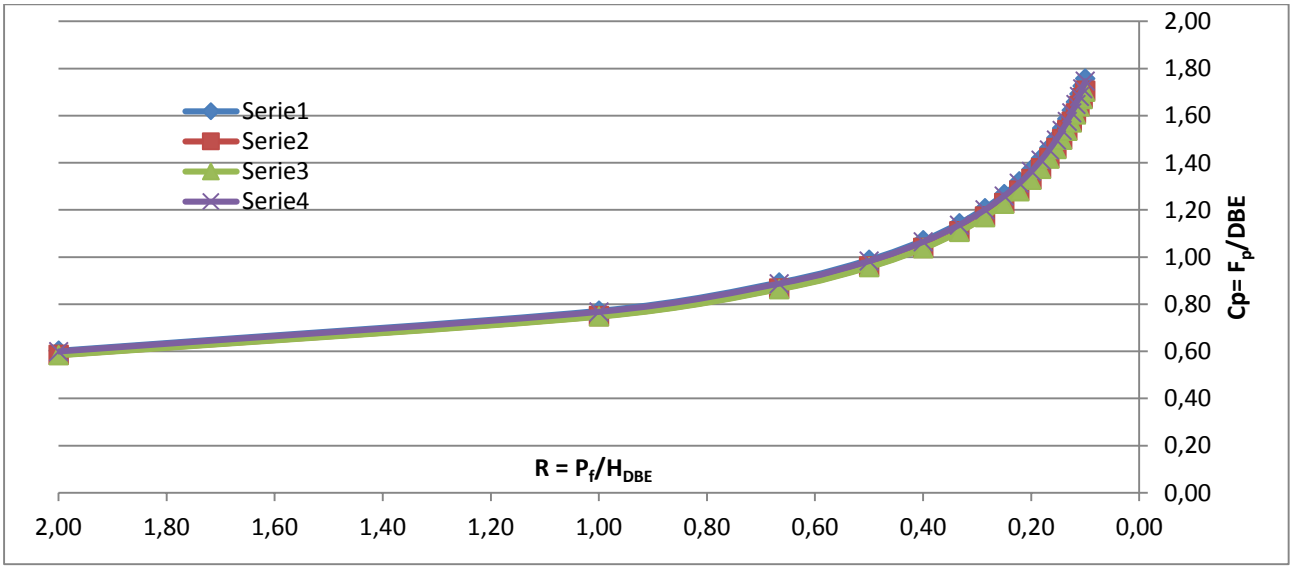
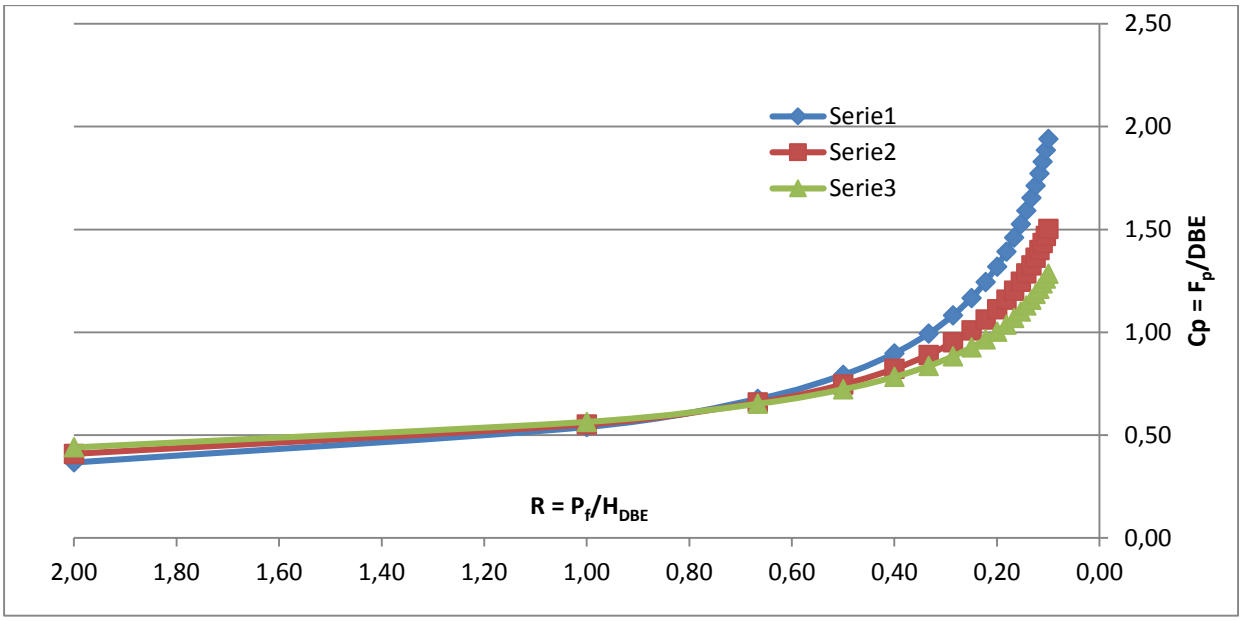


Figura 4. Confronto tra $C_{10\%}$ (parametro C_H =2.8) per β_c = 0.3-0.5



Serie	1	2	3	$\beta_c = 0.3$
C_H =	1,8	2,3	2,8	

Figura 5. Fattore di scala $C_{1\%}$ in funzione del rapporto di rischio R (β_c =0.3)

Dalla Figura **5** si vede come, ad esempio, C_p aumenti al diminuire del rapporto R, ossia man mano che la probabilità di *failure* si riduce rispetto a quella dell'evento di riferimento.
Dato che la condizione R <1 è evidente, è interessante il dettaglio di $C_{1\%}$ e $C_{10\%}$ al di sotto di tale soglia (Figura **6**).
Ad esempio: per R=0.1 (ossia P_f 10 volte più piccola di quella del sisma) $C_{1\%}$ si attesta tra valori 1-1.5; nel caso di $C_{10\%}$ esso invece è intorno a 1.70-1.75.

E' interessante notare due aspetti comuni a entrambi i frattili:

i. divergenza di C_p verso piccoli rapporti di R
ii. differenze sensibili in funzione di C_H (sismicità del luogo) per piccoli valori di R.

L'osservazione i) ha un risvolto pratico, piuttosto evidente per la verità: per garantire probabilità basse di eventi occorrono probabilità dell'azione sismica basse, ma il risultato in termini di rischio finale è sempre relativo alle due probabilità e non assoluto rispetto al solo sisma.
È evidente l'importanza di definire in modo adeguato la probabilità di *failure* $P_{f,lim}$ quando si assume un sisma di riferimento per tutte le analisi.

Un altro aspetto da evidenziare, in particolare per la verifica di strutture esistenti, è il fatto che per valori di R ~1 ($P_{f,lim}$~H_{DBE}) il fattore di scala C_p può anche essere inferiore all'unità (C_p < 1), anche fino a 0.6.
Ciò significa che per SSC per i quali è tollerabile una P_f più alta rispetto ad altri, lo stesso evento di riferimento può essere ridotto del fattore C_p risultante, coerentemente con l'analisi base del rischio.
Ciò è interessante nel caso di strutture esistenti, se per esse è ipotizzabile un rischio più alto, proprio in quanto esistenti al momento della valutazione, rispetto a quelle di nuova costruzione.

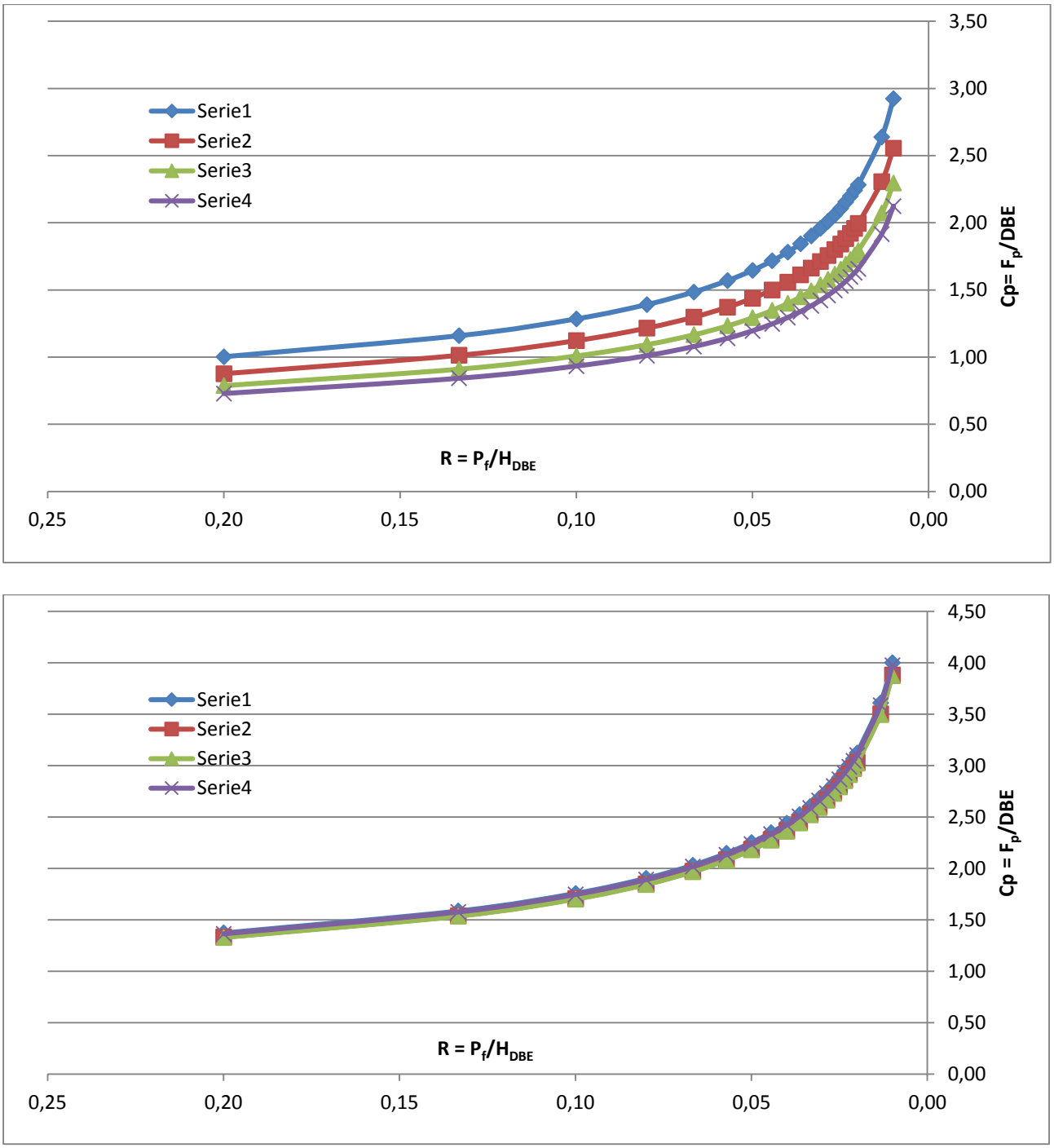


Figura 6. Grafici di $C_{1\%}$ (sopra) $C_{10\%}$ (sotto) ($R<0.25$; $C_H = 2.8$; $\beta_c = [0.3;0.5]$)

È chiaro che se muta lo scenario di accettabilità del rischio questo aspetto può essere interessante per validare quantitativamente la presenza sul territorio di impianti realizzati prima di tale modifica alle soglie di rischio, senza dover necessariamente intervenire in modo pesante e invasivo, cosa a volte totalmente irrealizzabile. In tal modo è possibile avere un controllo sulla soglia massima di sisma che l'SSC può tollerare compatibilmente col livello di rischio ammesso.
In conclusione, se dall'analisi del rischio dell'impianto per lo specifico SSC è determinata la probabilità $P_{f,lim}$, fissato un evento di riferimento DBE (con probabilità H_{DBE}), esso dovrà essere scalato di un fattore C_p (cfr. Figura 6) per rispettare la probabilità limite imposta rispetto a tale frattile.

5. Conclusioni

Lo studio presentato ha evidenziato delle possibili criticità generate dall'utilizzo degli spettri a pericolosità costante, come ad esempio quelli previsti dalle NTC. Esse riguardano la mancanza di informazione sul livello di rischio sismico sotteso dalla progettazione tradizionale, che potrebbe collidere con le linee generali del contesto RIR.
Al fine di superare tale problema è stata esposta una metodologia, mutuata dal contesto nucleare, per definire il sisma di progetto in modo che esso sia coerente con il livello di rischio che dalla QSRA dell'impianto il singolo SSC deve rispettare.
Il sisma di progetto è ottenuto tramite un fattore di scala dell'evento sismico di riferimento DBE, rispetto a un determinato frattile della curva di vulnerabilità, che garantisce per ogni SSC il rispetto del livello di rischio tollerabile.
La procedura è semplice e flessibile e tiene conto in modo preciso delle variazioni della sismicità locale, e non solo in termini di PGA. Essa è idonea anche alla gestione delle verifiche delle opere esistenti e può risultare interessante al fine di mitigare interventi su componenti non particolarmente "esigenti" a livello di rischio.
Una volta qualificati SSC sotto il profilo di vulnerabilità e rischio sismico, la procedura è "auto-garantita" rispetto ad essi, fornendo il sisma coerente col livello di rischio imposto.
Con tale approccio si supera la criticità indicata dal CSLP riguardante le classi d'uso previste dalle NTC da attribuire a strutture, sistemi, componenti negli stabilimenti RIR.

6. Bibliografia

[1] Fardis MN, Carvalho EC, Fajfar P, Pecker A. Seismic Design of Concrete Buildings to Eurocode 8. CRC, 2015 pp.489

[2] Pinto PE. Reliability methods in earthquake engineering. *Prog. Str. Eng. and Mat*. 2001 1, 76–85.

[3] Cornell CA. Engineering risk analysis. *Bull Seismol. Soc. Am.* 1968 58(5):1583–1606

[4] DM 14/1/2008 Norme tecniche per le costruzioni

[5] Circ. 617/2009 Istruzioni al DM 14/1/2008 Norme tecniche per le costruzioni

[6] Brunelli G, Borgognoni F. Verifica sismica delle apparecchiature industriali di processo Società Italiana Costruzioni Industriali, 2013.

La visita interna delle attrezzature a pressione: valutazione dei rischi per la sicurezza degli operatori. Caso studio.

G. de Gennaro*, M. De Musso*, A. De Sandre*, D. Zamboni**, G. Condolo**, G. Lapenta**

*Inail - UOT di Bari
**ICI Caldaie S.p.A.

Sommario

In tema di visita interna delle attrezzature a pressione, ci si trova spesso davanti ad un importante dilemma: da una parte la necessità di rilevare e verificare eventuali difetti o deterioramenti delle membrature di un'attrezzatura a pressione ai fini dell'integrità strutturale della stessa, dall'altra la salvaguardia della sicurezza dell'operatore che vi deve entrare, sia nei riguardi del luogo confinato eventualmente sospetto d'inquinamento che l'attrezzatura presenta, sia per gli aspetti di sicurezza ed ergonomici dell'operazione di entrata e di uscita attraverso il passo d'uomo, il tutto in ottemperanza al D.Lgs. 81/08.
Il D.M. 11.04.11, *Disciplina delle modalità di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all'all. VII del D.Lgs.81/08,* si è posto il problema della sicurezza dell'operatore deputato all'ispezione interna, affermando che *quando l'attrezzatura ha caratteristiche tali da non consentire adeguate condizioni di accessibilità all'interno, anche nei riguardi della sicurezza, o non risulta ispezionabile completamente, l'ispezione è integrata limitatamente alle camere non ispezionabili, con una prova idraulica pari a 1,125 x PS*
Con la presente memoria gli autori, previe considerazioni sul concetto di visita interna, focalizzano l'attenzione su un caso studio rappresentato da un generatore di vapore a tubi da fumo di media potenzialità, costruito con la normativa antePED.
Nel finale vengono fatte delle considerazioni sulla relazioni tra le figure cardini di una siffatta attività con i relativi compiti e responsabilità, quali il titolare/proprietario dello stabilimento ed il relativo preposto, il soggetto abilitato pubblico o privato incaricato della verifica e l'ispettore/operatore incaricato del servizio.

1. Introduzione

Come noto, attività lavorative effettuate in ambienti confinati, eventualmente sospetti d'inquinamento, sono sotto i riflettori degli enti preposti alla sorveglianza della sicurezza sui luoghi lavoro, degli addetti ai lavori (committenti, responsabili della sicurezza, progettisti, ditte specializzate...) e dell'opinione pubblica; ciò alla luce dei tragici incidenti riportati dalla cronaca negli ultimi dieci anni, che hanno visto una carrellata di episodi trasversali a diverse tipologie di aziende (dall'impresa familiare a grandi attività industriali tipo impianti petrochimici, industria energetica, ecc.)
Un generatore di vapore (G.V.) al suo interno è uno spazio confinato eventualmente sospetto d'inquinamento. Per il lato acqua è ben noto, infatti, che un G.V. è sottoposto a trattamenti per l'eliminazione dei depositi calcarei, degli ossidi di ferro e degli ossidi di rame per i quali vengono spesso utilizzate soluzioni a base di acido cloridrico che trasformano le incrostazioni in sali solubili. Affinché gli acidi introdotti in caldaia non intacchino in modo apprezzabile le lamiere, vengono poi addizionati con speciali sostanze dette inibitori di corrosione. Inoltre durante i periodi di fermata, vengono spesso utilizzate tecniche di conservazione a secco o a umido per scongiurare possibili corrosioni interne; nel primo caso il G.V. viene riempito con gas inerte tipo azoto, nel secondo caso riempito totalmente con acqua additivata con prodotti conservanti. Il lato fumi, potrebbero essere interessato da residui condensati dei prodotti della combustione, anche sotto forma di

polveri.
La visita interna (V.I.) dei generatori di vapore è un'attività frequente perché una tipologia di attrezzatura a pressione particolare, le cui membrature sono soggette direttamente a fiamma da cui potrebbero derivare particolari meccanismi di danneggiamento dovuti principalmente alle differenze di dilatazioni termiche delle varie membrature. Poi perché è un'attrezzatura che potrebbe essere interessata dai ben noti fenomeni precipitatativi e corrosivi derivanti dall'acqua di alimento. Per tali ragioni da sempre, sin dal Regio Decreto 12.5.'27 n.824, la normativa ha richiesto e richiede la visita interna; i G.V. sono le uniche attrezzature a pressione di cui i vigenti DM 329/04 e DM 11.4.11 richiedono la visita interna anche in sede di verifica di riqualificazione biennale, oltre che in sede di verifica di integrità strutturale.

2. Caso studio

Il caso studio proposto nella presente memoria è un generatore di vapore (GV) a tubi da fumo di media producibilità (pressione di bollo 12 bar, producibilità 3 tn/h, Diametro interno pari a 1800 mm), costruito secondo la normativa antePED, tipologia diffusamente impiegata nelle piccole e medie imprese e che interessa un enorme ventaglio di attività industriali (Fig.1). Gli autori vogliono mostrare l'approccio adottato per la visita interna di un siffatto G.V. oggetto di spostamento di luogo d'installazione ed a seguito di periodo di inattività, in relazione alle problematiche legate alla pericolosità dell'operazione di introduzione totale dell'operatore/ispettore nel corpo caldaia (whole body). L'operatore/ispettore incaricato all'effettuazione della V.I. è infatti un lavoratore, quindi destinatario della normativa antinfortunistica il cui principio generale è l'eliminazione o la riduzione dei rischi alla fonte. Il D.Lgs. 81/08 e s.m.i. dispone che le condizioni di accesso ai luoghi confinati, le procedure di lavoro e d'emergenza connesse, devono essere tali da poter consentire l'agevole recupero del lavoratore privo di sensi (Fig.2).





Figura 1

Di seguito vengono fatte delle considerazioni sul significato di visita interna, in termini di accessibilità, ispezionabilità e attendibilità dei risultati; ciò risulta necessario da un lato per sfatare "luoghi comuni", dall'altro per dare una giustificazione all'approccio assunto dagli autori per il caso oggetto di studio.

2.1 Concetto di visita interna

Ai sensi del DM 329/04 art. 12 e del DM 11.4.2011 allegato II paragr. 4.4, la *visita interna consiste nell'esame visivo delle parti di generatore accessibili ed ispezionabili, tanto internamente che esternamente.* In altri termini consiste in un controllo visivo delle membrature principali (fasciame e fondi), lato acqua e lato fumi, delle relative giunzioni saldate, di quelle parti soggette a incrostazioni, di quelle parti poste in prossimità dell'ingresso dell'acqua ed anche delle parti soggette a variazioni del livello dell'acqua durante il funzionamento. La V.I. è intesa anche a testare l'efficienza del sistema di trattamento delle acque di alimento, nonché la conduzione del G.V. da parte del conduttore preposto.

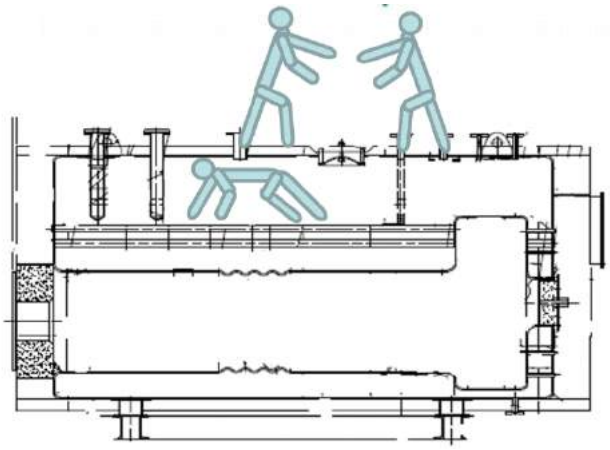


Figura 2

In sede di verifica di riqualificazione periodica, o di verifica di messa in servizio (se applicabile, in caso ad esempio di spostamento di luogo di installazione dopo periodo di inattività) gli autori intendono la V.I. come l'esame visivo dalle diverse posizioni di visualizzazione attraverso le aperture a disposizione (passo d'uomo, passo di testa, passo di mano, foro d'ispezione, di cui si dirà al successivo paragrafo) che complessivamente danno una valutazione circa lo stato di conservazione delle membrature e dei giunti saldati, eventualmente evidenziando danneggiamenti in corso di sviluppo. Inoltre la V.I. è intesa a testare l'efficienza dell'impianto di trattamento acque, e della conduzione (analisi chimica delle acque, frequenza degli spurghi, perizia del conduttore, ecc). A tal fine sarebbero utili anche le risultanze delle recenti analisi dei fumi di combustione, in particolare della temperatura dei fumi indice di eventuale cattivo scambio termico.
In sede di verifica d'integrità strutturale (decennale) la V.I., effettuata con le stesse modalità e scopi di indagine di cui sopra, è una parte della verifica che insieme ad altri CND ed eventualmente alla prova idraulica danno un giudizio complessivo circa l'integrità strutturale dell'apparecchio.

2.2 Aspetti progettuali

Ovviamente l'accessibilità e l'ispezionabilità di un'attrezzatura a pressione è definita dal fabbricante in sede di progettazione, in relazione all'uso previsto della stessa ed agli eventuali fenomeni indesiderati ragionevolmente prevedibili che ne possono derivare dall'esercizio; tutte le caldaie devono presentare aperture di dimensioni e in quantità adeguate per consentire l'accesso in fase fabbricazione, di pulizia e di ispezione periodica interna. Il fabbricante/progettista deve preoccuparsi che le dimensioni delle aperture e l'accessibilità all'interno possano consentire ispezioni interne attendibili e del fatto che l'operatore/ispettore possa effettuare l'ispezione in condizioni di sicurezza ed ergonomiche. All'uopo tanto la normativa antePED che la direttiva 97/23 CE, conosciuta

come direttiva PED (più specificatamente le norme armonizzate alla direttiva PED) dettano le dotazioni minime di aperture d'accesso di un'attrezzatura a pressione. Dette norme, incentrate principalmente sull'efficienza dell'ispezione in termini di affidabilità dei risultati, dovrebbero considerare anche la sicurezza dell'operatore/ispettore.
Per il parco di GV costruito con la normativa antePED, parco attualmente numeroso, vale la circolare ANCC del 15 novembre 1979 n. 38468 nota come "raccolta E". La suddetta circolare definiva:

Circolare ANCC del 15 novembre 1979 n. 38468 - raccolta "E"			
Passo d'uomo	***Passo di testa***	***Passo di mano***	***Foro d'ispezione***
un'apertura ellittica o circolare praticata su una parete resistente di un apparecchio a pressione, tale da consentire il facile ingresso di una persona all'interno dell'apparecchio stesso ed avente dimensioni non minori di 300 x 400 mm se a profilo ellittico oppure a 400 mm se di diametro circolare	per passo di testa si intende un'apertura ellittica o circolare praticata su una parete resistente di un apparecchio a pressione tale da consentire l'introduzione della testa o di un braccio all' interno dell' apparecchio stesso. Le dimensioni della suddetta apertura devono essere non inferiori a 220 x 320 mm se ellittica o 320 mm di diametro se circolare	un'apertura praticata su una parete resistente di un apparecchio a pressione, tale da consentire l'introduzione di una mano. Le dimensioni della suddetta apertura devono essere non inferiori a 80 x 100 mm se ellittica o 100 mm di diametro se circolare	un'apertura praticata su una parete resistente di un apparecchio a pressione il cui diametro risulti non inferiore ad 1/10 del diametro interno dell' apparecchio stesso con un minimo di 25 mm
Nota: il passo di mano viene utilizzato per lo più per pulizia interna del GV			

Tabella 1

La suddetta circolare riporta poi una tabella in cui è rappresenta la tipologia ed il numero di aperture in relazione al diametro e alla lunghezza del fasciame cilindrico. Essa prevede, inoltre, che i G.V. devono essere provvisti di uno o più passi d'uomo sistemati in posizione tale da permettere il facile accesso di una persona ai fini della V.I. Per le parti non accessibili tramite passo d'uomo, l'ispezionabilità deve essere assicurata dai passi di testa, passi di mano e fori d'ispezione.
La Direttiva PED, all' allegato I paragr.2.4 stabilisce:

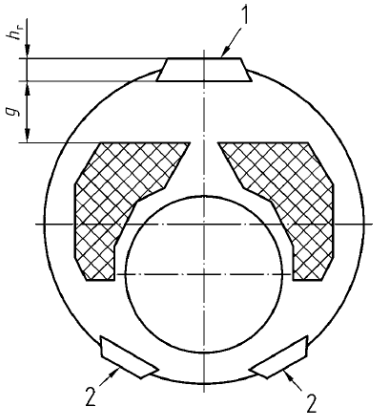
Mezzi di ispezione
a) l'attrezzatura a pressione deve essere progettata in modo tale che sia possibile effettuare tutte le ispezioni necessarie per garantirne la sicurezza.
b) Ove ciò sia necessario a garantirne la sicurezza permanente si devono predisporre mezzi per verificare le condizioni dell'attrezzatura a pressione al tuo interno, quali aperture di accesso che consentano l'accesso fisico all'interno dell'attrezzatura in modo tale che si possa procedere alle opportune ispezioni in condizioni ergonomiche e di sicurezza.
c) Si possono predisporre altri mezzi che permettano di garantire lo stato di sicurezza dell'attrezzatura per il caso che:

- *essa sia troppo piccola per consentire l'accesso fisico al suo interno, ovvero*
- *la sua apertura possa avere effetti negativi sull'interno, ovvero*
- *sia dimostrato che la sostanza destinata ad esservi contenuta non è dannosa per il materiale di costruzione dell'attrezzatura a pressione e che non è ragionevolmente prevedibile alcun altro meccanismo di deterioramento*

La norma EN 12953-3:2005 per le caldaie a tubi da fumo, norma armonizzata alla direttiva PED, definisce le aperture riportate in tabella 2 con la relativa obbligatorietà in funzione del diametro del fasciame:

EN 12953-3:2005			
Diametro del Fasciame (mm)	***Passo d'uomo***	***Passo di testa***	***Passo di mano***
	I passi d'uomo devono essere di almeno 320 mm × 420 mm o avere un diametro interno di 420 mm. L'altezza del collare o dell'anello non deve essere maggiore di 300 mm. Se, in casi particolari, si utilizzano passi d'uomo di dimensioni 300 mm × 400 mm, devono essere soddisfatti i requisiti specificati nel prospetto della figura 3.	Le aperture che consentono l'introduzione della testa devono essere di almeno 220 mm × 320 mm o avere un diametro interno di 320 mm. L'altezza del collare o dell'anello non deve essere maggiore di 100 mm, o 120 mm se il collare o l'anello è conico;	Un'apertura che consenta l'introduzione di una mano per la pulizia deve essere di almeno 80 mm × 100 mm o avere un diametro interno di 100 mm. Un'apertura che consenta l'introduzione di una mano per l'ispezione deve essere di almeno 100 mm × 150 mm o avere un diametro interno di 120 mm. L'altezza del collare o dell'anello non deve essere maggiore di 65 mm, o 100 mm se il collare o l'anello è conico
D≥1400	X	X	X
800≤D<1400		X	X

Tabella 2



Key
1 Manhole
2 Headhole

Dimensioni del passo d'uomo	h_t	g	g_1
320 x 420	≤ 300	≥400	≥320
300 x 400	≤ 150	≥450	≥370
Nota: vedasi figg. 4*a*÷4*c*			

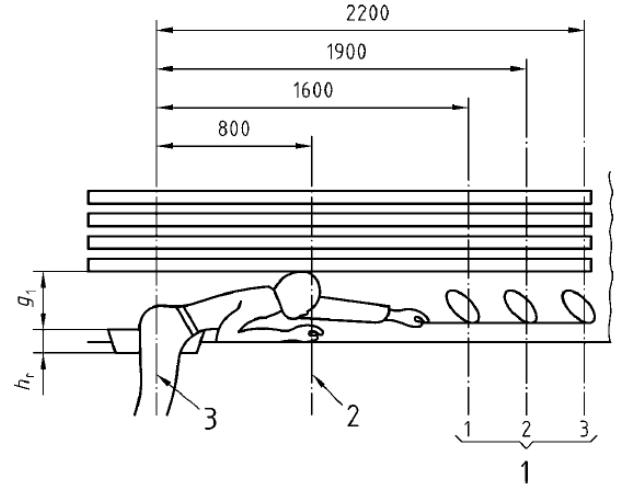
Figura 3

Inoltre per le caldaie con diametro esterno maggiore di 1400 mm la norma EN 12953-3:2005, al punto 14.6, detta i requisiti inerenti gli spazi minimi per un'agevole ingresso e libertà di movimento dell'operatore all'interno del corpo cilindrico. In particolare la norma ritiene necessario uno spazio minimo entro una circonferenza di 600 mm di diametro su tutta la lunghezza del fasciame e uno spazio laterale minimo, entro una circonferenza di 420 mm di diametro, per consentire un'agevole movimento dell'operatore.
Dalla lettura delle menzionate norme tecniche si evince chiaramente che non tutte le parti di un G.V., e di un'attrezzatura a pressione in generale, sono ispezionabili per proprie caratteristiche geometriche e costruttive definite in fase di progettazione.

2.3 Efficacia dell'ispezione

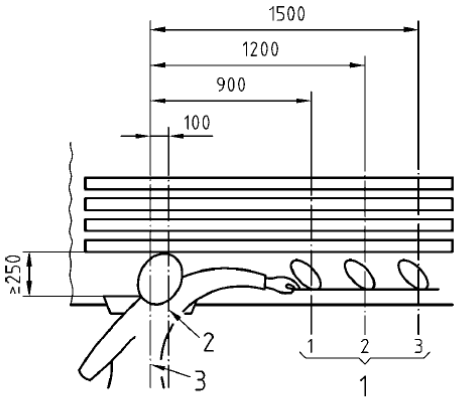
L'ispezionabilità e quindi l'attendibilità dei risultati attesi di una attrezzatura a pressione, ed in particolare di un GV, dipende oltre che dalla tipologia e numero di aperture d'ispezione anche dalle distanze di visuale tra occhio/oggetto e dall'angolazione dalla quale è osservata la superficie dell'oggetto. All'uopo la norma EN 12953-3:2005 stabilisce dei

criteri, attraverso delle categorie d'ispezione, con rif. alle figg. 4*a*÷4*c,* in cui le distanze occhio-oggetto riportate in figura sono le massime consentite per letture attendibili.



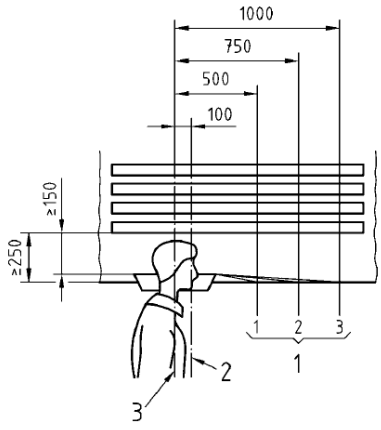
Key
1 Inspection category
2 Plane of eye
3 Centre of manhole

Figura 4 *a*



Key
1 Inspection category
2 Plane of eye
3 Centre of headhole

Figura 4 *b*



Key
2 Plane of eye

Figura 4 *c*

Di seguito la definizione delle categorie; per ciascuna di esse dovrebbero poi essere previsti adeguati dispositivi di ispezione.

a) categoria d'ispezione 1:

- *saldature di testa a T (per esempio, saldature tra fondo e fasciame e tra tubo della camera di combustione e fondo) se non nascoste dai fasci tubieri;*
- *saldature di fissaggio dei supporti e dei rinforzi;*

In tale categoria d'ispezione, le parti rappresentative delle saldature sono quelle maggiormente soggette a momenti flettenti e generalmente comprendono la metà delle saldature tra fondo e fasciame e almeno il 50% delle saldature tra fondo e tubo della camera di combustione.

b) categoria d'ispezione 2

- *saldature di fissaggio escluse quelle menzionate al punto a);*
- *componenti di grandi dimensioni soggetti a un elevato flusso termico (per esempio, tubi della camera di combustione);*
- *angoli flangiati nei quali la caldaia non è supportata da estremità a estremità;*
- *parti soggette a incrostazioni;*
- *parti poste in prossimità dell'ingresso dell'acqua;*
- *parti soggette a variazioni del livello dell'acqua durante il funzionamento;*
- *barre e tiranti tra la camera di inversione e i fondi, utilizzati per l'ancoraggio;*

c) categoria d'ispezione 3:

tutte le parti non menzionate ai punti a) e b) ed esposte a un basso flusso termico (temperatura dei fumi minore di o uguale a 400 °C) o non esposte alla fiamma.

Tra i dispositivi di ispezione, che devono essere adeguati caso per caso anche in relazione alla categoria, si riporta un elenco non esaustivo:

- attrezzatura per la pulizia superficiale e/o rimozione (raschietto, spazzola metallica, martello, scalpello, utensile appuntito, ecc
- lente d'ingrandimento
- specchio
- endoscopio (fibroscopio, baroscopio)
- fotocamera e videocamera

2.4 Deduzioni degli autori sul caso studio

Fatta la panoramica sul concetto di visita interna e sui requisiti specifici che ad oggi lo stato dell'arte ritiene necessari ai fini di un'ispezione visiva attendibile, gli autori ritengono che preliminarmente debba essere fatto uno studio/valutazione prima di intraprendere l'attività di visita interna all'interno di un GV. Se non sussistono le condizioni in termini di caratteristiche costruttive della caldaia e geometriche (ossia non sono rispettati i minimi standard di cui sopra, ma anche altre condizioni non necessariamente di carattere costruttivo) non si ci può aspettare un'attendibile visita interna, nello spirito della EN 12953-3.

In altri termini se l'efficacia dell'ispezione attesa dall'introduzione *whole body* non è convincente, in quanto le distanze di osservazione o gli spazi entro cui l'operatore può muoversi non risultano adeguati rispetto agli standard della EN12953-3, intesa quest'ultima come linea guida procedurale, gli autori ritengono che la V.I. possa effettuarsi attraverso i passi d'uomo, utilizzati come passi di testa, oppure con un' introduzione parziale (così come rappresentato in fig.4*a*), e attraverso i passi di testa all'uopo previsti; questo, nei limiti di ciò che è esaustivamente ispezionabile, integrando poi la V.I. con una prova idraulica pari a 1,125 x PS. Il tutto inneggiando l'articolato del DM 11.4.2011 allegato II paragr. 4.3.2.3, secondo cui *quando l'attrezzatura ha caratteristiche tali da non consentire adeguate condizioni di accessibilità all'interno, anche nei riguardi della sicurezza, o non risulta ispezionabile completamente, l'ispezione è integrata, limitatamente alle camere non ispezionabili, con una prova idraulica pari a 1,125 x PS* e al DM 329, art. 12 il quale afferma che *quando l'attrezzatura ha caratteristiche tali da non consentire adeguate condizioni di accessibilità all'interno o risulta comunque non ispezionabile esaustivamente, l'ispezione è integrata, limitatamente alle camere non ispezionabili, con una prova idraulica pari a 1,125 x PS.*

Quanto sopra è l'approccio che gli autori propongono per caldaie tipo quella oggetto di studio. Ovviamente preliminari ad una siffatta valutazione sono innanzitutto le informazioni acquisite dal titolare aziendale, o chi per esso, circa ad esempio gli eventuali trattamenti chimici eseguiti, eventuali periodi prolungati fermo impianto, frequenza accensioni/spegnimenti, zone soggette a severi gradienti di temperatura, eventuali riparazioni o modifiche eseguite, nonché la documentazione inerente il controllo della combustione, il controllo delle acque di alimento, la conduzione dell'impianto e quant'altro necessario per un inquadramento generale del caso.

3. Metodi di ispezione in remoto

Un siffatto approccio può essere integrato con metodi di ispezione basati su sistemi automatizzati e robotizzati; questi consentono un esame visivo interno delle membrature caratterizzato da un percorso ottico interrotto occhio osservatore/area di prova. L'esame visivo remoto include l'uso della fotografia, sistemi video, endoscopi, fibre ottiche nonché sistemi automatizzati e robotizzati.
La ditta ICI Caldaie di Verona, tra le aziende leader nella costruzione di caldaie industriali, vanta un'enorme esperienza nel campo dei metodi di ispezione in remoto adottando sofisticate strumentazioni.

4. Considerazioni finali

Da quanto detto finora ne discende che caso per caso si dovrebbe valutare preliminarmente l'accessibilità e l'ispezionabilità, in termini di efficienza e attendibilità dei risultati, in relazione ai rischi cui andrebbe incontro l'operatore con l'introduzione *whole body* nel corpo caldaia pur con tutte le procedure del caso, dotazioni strumentali e DPI prescritti dalla normativa antinfortunistica.
Ci si pone la domanda sulla relazione tra le varie figure deputate ad una siffatta valutazione, con i relativi compiti e responsabilità, ossia il gestore/datore di lavoro dell'attività, il direttore/responsabile del soggetto abilitato (pubblico o privato) e l'ispettore incaricato del servizio. In realtà la circostanza, a parere degli autori, è alquanto complessa. Da un lato siamo di fronte ad una normativa incentrata principalmente sulla sicurezza di talune attrezzature di lavoro di cui il soggetto abilitato deve darne un giudizio sull'ulteriore esercizio; il relativo datore di lavoro, o chi per esso, sarebbe responsabile della sicurezza dell'ispettore durante lo svolgimento delle verifiche e pertanto dovrebbe essere coinvolto in una siffatta valutazione. Dall'altro una normativa antinfortunistica che pone in capo al datore del lavoro la responsabilità di tutte le attività (comprese quelle ispettive da parte di un soggetto esterno) che si svolgono nella sua azienda, quindi del relativo procedimento di valutazione dei rischi.
Tra l'altro nasce spontanea la domanda se tra i soggetti su menzionati è applicabile lo stesso "rapporto giuridico" esistente tra ditta committente–ditta appaltatrice di cui al DPR 177/2011 o comunque se sussistono le condizioni giuridiche per una equiparazione.
Senza voler entrare nel *core* della problematica, gli autori ritengono ad ogni modo che per l'attività di visita interna di un generatore di vapore, ed in generale di un'attrezzatura a pressione, lo scambio di informazioni tra gestore dell'attività e soggetto abilitato sulle condizioni di accessibilità ed ispezionabilità all'interno, una valutazione finale concordata tra le parti, procedure ad hoc compreso un piano d'emergenza, la formazione del personale ispettivo e di quello preposto alla sorveglianza, oltre ovviamente a tutti gli apprestamenti e DPI richiesti dalla vigente normativa antinfortunistica, siano i paletti fondamentali sui quali impostare una siffatta attività.

Bibliografia

[1] Decreto Ministeriale 329/04: Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione, di cui all'art.19 del D.Lgs. 25.2.2000 n. 93

[2] Decreto Ministeriale 11.4.2011: Disciplina delle modalità di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all'all. VII del D.Lgs. 81/08, nonché i criteri per l'abilitazione dei soggetti di cui all'art. 71, comma 13, del medesimo D.Lgs.

[3] D.Lgs. 81/08 e s.m.i.: Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro

[4] EN 12953-3:2005: Shell boiler Part 3: Design and calculation for pressure parts

[5] EN 13018:2004: Prove non distruttive - Esame visivo - Principi generali

[6] Commissione Consultiva permanente per la salute e sicurezza sul lavoro: Manuale illustrato per lavori in ambienti sospetti di inquinamento o confinati, ai sensi dell'art. 3, comma 3 del DPR 177/2011

[7] INAIL linea guida: esame visivo e spessimetria; procedura sperimentale di verifica delle attrezzature a pressione – edizione 2012

[8] ISPESL linea guida: L'esame visivo su attrezzature a pressione – edizione gennaio 2006

[9] Di Donato L. Ambienti confinati e/o sospetti di inquinamento. Atti del convegno organizzato da WOLFTANK ADISA Group. Bologna, 26.01.2016. www.wolftank.com

[10] Di Donato L, Rizzo M. Ambienti sospetti di inquinamento. Attività di manutenzione nei locali del generatore di vapore di una centrale termoelettrica. Atti del Convegno SAFAP 2012. Napoli, 14 – 15 giugno 2012

Gestione in sicurezza delle operazioni di travaso di fluidi infiammabili

E. Artenio*, P. A. Bragatto*, A. Pirone*, M. R. Vallerotonda*

*Inail - DIT

Sommario

Le operazioni di travaso di fluidi infiammabili sono interessate da frequenti fenomeni di incendio; una delle sorgenti di innesco più probabili e, al contempo, più difficili da gestire da un punto di vista prevenzionistico, è quella della formazione di elettricità statica.
Tale fenomeno si manifesta durante il pompaggio dei materiali o, comunque, in operazioni di movimentazione di fluidi infiammabili che determinano un aumento dell'agitazione. Il movimento, infatti, separa le cariche positive dalle cariche negative che si accumulano nel liquido e nel sistema di contenimento, sia esso costituito da tubazioni, serbatoi, fusti ecc.
Nella pratica, durante le suddette operazioni, le cariche elettrostatiche possono formarsi a causa del mescolamento di liquidi in un serbatoio o in seguito alla formazione di vapore oppure perché i serbatoi sono, erroneamente, alimentati per caduta o, infine, a causa dell'attrito che può crearsi tra mantello e tetto galleggiante di serbatoi durante le operazioni di controllo, ecc.
Mentre la messa a terra dei sistemi di contenimento consente alle cariche di disperdersi rapidamente, le cariche accumulatesi nel liquido si dissipano più lentamente; tale fenomeno è legato alla minore conduttività del liquido. Le cariche statiche presenti nei liquidi, grazie alla formazione di differenze di potenziale, danno vita a scintille che possono innescare i vapori all'interno dell'apparecchio che le contiene.
Gli interventi che il gestore di un impianto può mettere in atto per il contenimento del fenomeno della elettricità statica durante le operazioni di travaso sono di varia natura; possono essere di tipo tecnico-impiantistico e quindi legate alle apparecchiature e alle sostanze manipolate, e di tipo gestionale-organizzativo, come la formazione e l'addestramento in campo del personale addetto alle operazioni e la definizione di procedure operative specifiche.
Il presente lavoro, partendo dalle cause note legate al fenomeno e sulla base degli insegnamenti derivanti dall'analisi degli eventi, dei dati a disposizione e delle risultanze dei sopralluoghi post-incidentali effettuati ai sensi della normativa Seveso, si propone di elaborare un quadro generale di riferimento per la gestione in sicurezza delle operazioni di travaso di sostanze infiammabili e si pone l'obiettivo di fornire elementi utili alla gestione dei rischi. I risultati potranno essere propedeutici all'elaborazione di specifiche e modalità operative condivise e mirate alla sicurezza degli operatori e delle strutture.

1. Introduzione

La gestione dei rischi connessi alla presenza di atmosfere esplosive e dei relativi sistemi di raccolta delle emissioni è un aspetto che, soprattutto alla luce degli eventi incidentali occorsi, necessita di essere analizzato, soprattutto in alcuni settori industriali. La contemporanea presenza di vapori infiammabili è un pericolo che si concretizza per lo più in parti dell'impianto in cui sono manipolati gas e liquidi infiammabili dove si effettua, ad esempio, il trasporto di liquidi tra apparecchiature, operazioni di distillazione, reazioni che emettono gas incondensabili, vuoto con pompe o si utilizzano servizi di ventilazione, centrifughe, filtri di essiccazione, impianti di riscaldamento, ecc…
Kidam et al. (2013) nell'analisi degli incidenti accaduti nell'industria chimica di processo afferma che la maggior parte degli incidenti (circa il 73%) sono dovuti a guasti tecnici e

che tali guasti sono più frequenti nelle tubazioni (circa 16%). Negli impianti a rischio di incidenti rilevanti, ovvero soggetti al campo di applicazione della Direttiva 2012/18/CE, recepita in Italia con il D.lgs. 26 giugno 2015 n. 105, i collegamenti e le tubazioni sono oggetto di valutazione nell'ambito dell'analisi di rischio e quelli contenenti liquidi o gas in pressione sono oggetto di particolare attenzione poiché il pericolo principale è legato alla formazione di atmosfere esplosive e al rilascio della sostanza infiammabile e/o tossica verso l'esterno (Mentasti et al., 2013).
La presenza di zone pericolose soggette al rischio di esplosione richiede una specifica valutazione ai sensi della legislazione in materia di sicurezza e igiene del lavoro (art. 294 D.lgs. 81/08 e s.m.i.). In particolare deve essere eseguita la classificazione dell'area per la conoscenza dei luoghi in cui un'esplosione può accadere. È stato riscontrato che le zone classificate a rischio sono quelle in cui si verificano:

- emissioni di gas da un sistema di contenimento, in seguito ad un anomalo funzionamento o ad un guasto,
- emissioni di vapore da una superficie di liquido infiammabile.

Il verificarsi di tali eventi, come affermano Venera Giurcan et al. (2015), è strettamente legato a fattori quali il tasso di ventilazione e la sua distribuzione nella zona interessata, la quantità di contaminante che deve essere controllato, la presenza di ostacoli e la loro geometria, nonché la posizione della sorgente di contaminante.

2. Obiettivi

La maggior parte degli incidenti legati alla presenza e/o manipolazione di miscele infiammabili accadono per lo più in processi industriali in cui avvengono operazioni quali l'immagazzinamento o il trasferimento di prodotti combustibili, durante l'essiccamento di materiali per allontanare solventi infiammabili o nel corso di operazioni di manutenzione degli impianti, ecc.
Il presente lavoro analizza le problematiche relative alla sicurezza delle operazioni di travaso di sostanze infiammabili ed il pericolo connesso alla formazione di atmosfere infiammabili all'interno delle condutture.
Il punto di partenza è rappresentato dall'analisi delle informazioni di incidenti occorsi nelle banche dati europee. Si tratta di incidenti accaduti in attività industriali soggette o meno alla normativa Seveso. La valutazione delle cause degli incidenti costituisce la base per individuare gli aspetti tecnici, organizzativi e gestionali che, adeguatamente gestiti, possono essere migliorati e funzionali alla prevenzione e mitigazione dei pericoli di incidenti rilevanti.

3. Cenni sul comportamento delle sostanze e miscele infiammabili

3.1 Infiammabilità dei gas

È noto che per produrre un incendio o esplosione devono essere presenti tre elementi: un combustibile, un ossidante e una fonte di accensione. La rimozione della fonte di accensione per sopprimere incendi ed esplosioni non è sempre possibile, pertanto, per valutare i pericoli e considerare l'implementazione di adeguate misure di prevenzione è necessario conoscere il comportamento, in merito all'esplodibilità, delle sostanze siano esse combustibili o comburenti, manipolate e detenute.

3.2 I limiti di infiammabilità

Quando ad una quantità di aria si aggiunge un combustibile, si crea una miscela in cui la concentrazione del combustibile aumenta fino a raggiungere il cosiddetto limite inferiore di infiammabilità. Le miscele in cui la concentrazione del combustibile è al di sotto del limite inferiore non sono infiammabili. Il limite di infiammabilità delle miscele combustibile-aria e delle miscele combustibile-aria-inerte, specialmente a pressioni non atmosferiche, è la proprietà essenziale per stabilire le condizioni operative di sicurezza per la gestione e lo stoccaggio dei gas infiammabili.
Se si continua ad aggiungere combustibile alla miscela, la concentrazione della stessa aumenta fino a raggiungere il cosiddetto limite superiore di infiammabilità. In tal caso le miscele in cui la concentrazione di combustibile è maggiore del limite superiore non sono infiammabili.
Pertanto le miscele in cui la concentrazione di combustibile è compresa tra i due campi suddetti risultano infiammabili e, quindi, tali limiti sono la minima e la massima concentrazione di combustibile che può determinare l'accensione della miscela.
In genere non sempre si riesce a manipolare in condizioni di sicurezza le miscele che hanno un intervallo di infiammabilità ristretto.
Le caratteristiche di infiammabilità delle sostanze sono notevolmente influenzate dalla temperatura poiché a seconda che questa aumenti o diminuisca il limite inferiore di infiammabilità si abbassa e quello superiore si alza.
Anche la pressione influisce sulla velocità delle reazioni chimiche, sulla velocità di propagazione della fiamma e sui limiti di infiammabilità. Infatti, se la pressione aumenta il campo di infiammabilità si allarga, mentre se la pressione diminuisce si restringe.

3.3 Elettricità statica

Una possibile causa di infiammabilità di sostanze e/o miscele di vapori è spesso la scarica elettrostatica, L'elettricità statica si produce nel pompaggio di sostanze o in operazioni di movimentazione di liquidi, quali l'agitazione, o nel movimento di veicoli, ventilatori o persone, o quando un liquido scorre in una tubazione con alta velocità e in condizioni di moto turbolento o, ad esempio, quando vi è un'emissione ad alta velocità di vapore in atmosfera, ecc. Il movimento, infatti, separa le cariche positive da quelle negative che si accumulano nel liquido e nel sistema di contenimento (tubazioni, serbatoi, fusti ecc.). Le cariche presenti nel sistema di contenimento si disperdono rapidamente con la messa a terra, mentre le cariche nel liquido rimangono e si dissipano lentamente, in relazione alla conduttività del liquido.

3.3.1 Problematiche legate al travaso di liquidi infiammabili

Nelle operazioni di trasferimento attraverso tubazioni, miscelamento, travaso, pompaggio, filtrazione o agitazione di liquidi; questi ultimi si muovono in contatto con altri materiali e provocano la formazione di cariche elettrostatiche.
Si possono creare alte differenze di potenziale tali da scaricarsi in scintille in grado di causare l'innesco di fiamma dei vapori di un solvente.
Se si manipolano solventi e se la resistenza specifica del liquido è piuttosto elevata l'accumulo delle cariche è apprezzabile e questo a sua volta aumenta se il liquido o la soluzione non sono omogenei.
Quando si trasportano liquidi mediante tubazioni o tubi flessibili gli stessi possono risultare soggetti a pericolo poiché il liquido si può caricare durante lo scorrimento lungo le pareti, durante lo spruzzamento e nel passaggio attraverso filtri. In realtà in questi casi anche la tubazione o il tubo flessibile si caricano per induzione e possono generare scintille tra le parti metalliche.

Durante il riempimento e lo svuotamento di fusti per gravità, se si utilizzano contenitori di plastica non conduttori, sulla superficie interna si possono accumulare cariche a causa di attrito. Su contenitori in materiale conduttore si possono avere scariche tra imbuto e contenitore o tra l'operatore e il contenitore. Se due liquidi non miscibili sono presenti nello stesso contenitore non conduttore e uno dei liquidi è conduttore, quest'ultimo può formare uno strato isolato, conduttore e quindi caricabile.
Quando si trasferiscono liquidi infiammabili da fusti mediante pompe la turbolenza nella pompa e il flusso nella tubazione di collegamento portano alla formazione di cariche elettrostatiche sia nel liquido che nella tubazione. In tal caso si possono creare scintille tra le parti metalliche, ad esempio tra la pompa ed il fusto.
Durante l'operazione di carico di un rettore con liquidi infiammabili si può verificare l'accumulo di cariche elettrostatiche per effetto della turbolenza nel liquido quando questo fluisce sotto pressione. Si possono avere scintille tra la superficie del liquido e gli oggetti conduttori dentro il reattore.

4. Analisi dei casi incidentali

L'approccio generale per la valutazione degli incidenti accaduti è cambiato nel corso del tempo; infatti, rispetto ad un atteggiamento che tendeva a non effettuare la raccolta e la gestione degli incidenti e soprattutto dei quasi incidenti, ha prevalso la necessità di fare una maggiore prevenzione (Khan, 1999). Fondamentale in tale contesto è la definizione di procedure ed istruzioni operative chiare ed efficaci, oltre che la definizione dei ruoli all'interno dell'organizzazione (Bottani et al., 2009).
L'analisi di un incidente deve essere considerata parte di un processo di gestione, infatti, attraverso la valutazione delle informazioni relative alle cause di ciascun evento incidentale e/o quasi incidente è possibile individuare le dinamiche errate ricorrenti.
In ambito Seveso, le attività ispettive condotte a seguito di un incidente rilevante rientrano tra le attività condotte dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per il controllo sui rischi di incidente rilevante. Tali attività sono svolte da una Commissione composta dal personale di Enti ed Amministrazioni (ISPRA, CNVVF e INAIL) e consistono sostanzialmente in un sopralluogo post incidentale volto ad approfondire le dinamiche dell'evento e redigere una relazione tecnica in cui sono riportate la descrizione delle cause, della dinamica e delle conseguenze dell'incidente. Tali informazioni popolano un della Commissione Europea e-MARS (Major Accident Reporting System).
Si riporta di seguito una panoramica dei principali eventi incidentali accaduti durante operazioni di manipolazione e/o lo di travaso di sostanze infiammabili o nel corso di operazioni che hanno generato atmosfere esplosive innescate successivamente da scariche elettrostatiche.

Caso 1: Incendio di un serbatoio
Esplosione e successivo incendio di un serbatoio a tetto flottante durante le operazioni di riempimento con gasolio presso un terminal di stoccaggio di prodotti petroliferi. Al momento dell'incidente il serbatoio conteneva diversi metri cubi di gasolio e, in precedenza, era stato adibito allo stoccaggio di benzina.
<u>Cause incidentali</u>
Le cause dell'incidente sono di tipo gestionale ovvero riconducibili alla procedure di stoccaggio di materiale nel serbatoio non correttamente bonificato in procinto di variazione dello stesso (ad es. da benzina a gasolio) ella procedura di riempimento; la prima incompleta e la seconda no adeguata.

La portata del materiale che fluiva nel serbatoio era elevata e ha, perciò, provocato una scarica elettrica nel serbatoio creando un'atmosfera infiammabile.

Lezioni apprese e/o misure attuate

- implementazione di una procedura specifica per la pulizia accurata del serbatoio con spurgo dei vapori quando si varia il contenuto stoccato;
- integrazione della procedura di riempimento di serbatori con l'indicazione che la velocità con cui viene scaricato il liquido non deve essere superiore a 0,9 m/sec fino a che la tubazione di riempimento non è immersa nel liquido.

Caso 2: Incendio di un contenitore

Incendio nell'area confezionamento di un'azienda di distribuzione di prodotti chimici mentre un contenitore da 1 m3 (IBC) in acciaio veniva riempito con etilacetato, un materiale infiammabile. Un operatore aveva posizionato l'ugello di riempimento nell'apertura, situata sulla parte superiore dell'IBC, ed aveva messo un peso in acciaio sull'ugello stesso per tenerlo fermo. Durante il riempimento è stato avvertito uno scoppio seguito da fiamme che hanno avvolto il contenitore.

Cause incidentali

In corrispondenza della apertura del recipiente si è formata una miscela di vapori infiammabili. Il corpo dell'IBC, la bilancia e la pompa erano collegate a terra, mentre le parti in acciaio dell'ugello, la sezione relativa al tubo di alimentazione ed il peso in acciaio non erano né collegate tra loro né messe a terra.

L'incidente è stato dovuto al fatto che si è accumulata elettricità statica sulle parti metalliche non messe a terra che si è scaricata sul corpo in acciaio del contenitore, innescando l'incendio del vapore che si era accumulato attorno all'apertura durante il riempimento.

Lezioni apprese e/o misure attuate

- redazione di una specifica procedura che prevede la messa a terra di tubazioni, valvole ed altre apparecchiature conduttive se attraversata da liquido infiammabile utilizzato nelle operazioni di trasferimento dei materiali infiammabili o combustibili;
- monitoraggio periodico delle connessioni a terra dell'impianto e del funzionamento corretto;
- implementazione di una proceduta di riempimento dei recipienti fissi con liquidi infiammabili in modo che la quantità in caduta libera di materiale sia minima e non possa generare energia statica.

Caso 3: Esplosione di un reattore

Esplosione di un reattore batch in seguito ad una operazione caricato manuale delle materie prime solide. Il reattore era utilizzato per una reazione endotermica. L'incidente ha avuto come conseguenze il decesso dell'operatore.

Cause incidentali

Formazione di una miscela esplosiva di toluene ed aria in fase gas. Era previsto il lavaggio del reattore con toluene tra le due fasi di caricamento; dopo il lavaggio all'interno dello stesso sono rimasti vapori di toluene.

L'accensione della miscela esplosiva è stata molto probabilmente dovuto ad una reazione chimica indesiderata tra le materie prime.

Probabilmente, l'operatore ha caricato più di un terzo del solvente prima dell'aggiunta degli additivi non considerando che ciò avrebbe portato all'accumulo di solidi nella parete del reattore e avrebbe innescato una reazione accendendo il vapore di toluene.

La sequenza di caricamento non era chiaramente definita nelle istruzioni operative tanto che il software di processo non era conforme alla sequenza che gli operatori seguivano. È emerso che gli operatori non indossavano idonee maschere di protezione.

L'analisi di rischio del processo di caricamento del reattore era incompleta: non erano state sviluppate tutte le fasi del processo (come ad esempio quella del lavaggio tra due caricamenti), non era stato valutato in maniera adeguata il rischio di esplosione, non era stata studiata la sequenza di caricamento, la valutazione dei rischi era incompleta.

Lezioni apprese e/o misure attuate

- rivalutazione di tutti i rischi legati al processo, tra cui le possibili interazioni pericolose tra sostanze chimiche anche mediante indagini sugli incidenti o quasi incidenti;
- implementazione di idonee misure preventive mirate ad eliminare la formazione di atmosfere esplosive;
- identificazione delle responsabilità delle funzioni di sicurezza;
- aggiornamento delle istruzioni di lavoro alla luce dell'evento incidentale e caricamento delle e materie prime tramite un sistema chiuso.

Caso 4: Accensione ed esplosione di una nube di vapori

Accensione ed esplosione di una nube di vapori generate vicino ad un serbatoio contenente liquido infiammabile.

Cause incidentali

Sul pavimento vicino ad un serbatoio utilizzato per lo stoccaggio di infiammabili si è creata una densa nebbia che successivamente si è incendiata e ha dato luogo ad un'esplosione.

E' emerso che:

- il serbatoio non era dotato di regolatore di temperatura così come prescritto dal costruttore;
- il serbatoio non era dotato di un display di lettura della temperatura né di allarme di alta temperatura;
- la ventilazione nella zona di miscelazione non era sufficiente a controllare i vapori emessi dal serbatoio;
- i sistemi di ventilazione ed areazione dell'area erano collocati a una distanza eccessiva dal serbatoio e, quindi, non erano in grado di rimuovere i vapori.

Lezioni apprese e/o misure attuate

- sospensione dell'operazione di additivazione di infiammabili;
- investimento strutturale connesso alla costruzione di un nuovo impianto;
- predisposizione di un piano di emergenza adeguato agli eventi incidentali possibili con specifiche prove di evacuazione almeno una volta all'anno al fine di formare in modo adeguato i lavoratori.

Caso 5: Esplosione in un impianto di produzione di etanolo

Esplosione di serbatoi utilizzati per lo stoccaggio di prodotti infiammabili.

Al momento dell'incidente alcuni manutentori stavano effettuando un lavoro di saldatura.

Cause incidentali

Gli operatori erano stati formati per lavorare in atmosfere esplosive, ma hanno eseguito il lavoro di saldatura non seguendo le corrette indicazioni presenti in procedura e non hanno provveduto ad isolare il tubo coinvolto dai serbatoi limitrofi.

Lezioni apprese e/o misure attuate

- integrazione della procedura con l'indicazione che qualsiasi lavoro a caldo su tubi che contengono sostanze infiammabili deve essere svolto solo dopo il lavaggio o l'inertizzazione degli stessi.
-

Caso 6: Esplosione ed incendio di vapori durante un'operazione di infustamento

Esplosione durante l'attività di scolo della linea di infustamento di acetato di butile in seguito all'innesco dei vapori generati all'interno del fusto in lavorazione.

Cause incidentali
L'innesco della miscela infiammabile è molto probabilmente stato dovuto ad una scarica elettrostatica a causa della mancata o errata messa a terra del fusto.
L'operatore coinvolto non indossava tutti i DPI previsti durante l'operazione (tuta antistatica ignifuga, ecc…) e, pertanto, gli effetti dell'incendio non stati attutiti in alcun modo.
Lezioni apprese e/o misure attuate:

- modifica delle istruzioni operative con la specifica che durante le operazioni di scolo della linea infustamento occorre utilizzare una pompa ausiliaria di tipo centrifugo che consenta l'inversione del flusso della sostanza;
- modifica dell'impianto in modo che l'attività di infustamento sia effettuata a ciclo chiuso;
- aggiornamento dell'analisi di rischio con nuove ipotesi incidentali relative all'area infustamento;
- aggiornamento del documento di valutazione del rischio esplosione;
- programmazione di corsi di formazione e aggiornamento del personale interno ed esterno relativamente all'uso dei DPI e allo svolgimento delle operazioni di trasferimento liquidi infiammabili.

Caso 7: Flash-il-fuoco presso un reattore
Innesco dei vapori con esplosione del fusto e conseguente incendio di tutto il prodotto. Durante la fase finale di carica di dimetilcarbonato in un reattore mediante aspirazione sotto vuoto con tubazione flessibile collegata al reattore per la fase di carico, si produceva all'interno dello stesso
Il trasferimento del prodotto era effettuato a ciclo aperto.
Cause incidentali
La causa dell'innesco è molto probabilmente da ricercarsi nell'accumulo di cariche elettrostatiche sulla manichetta e lancia, entrambe di plastica.
Lezioni apprese e/o misure attuate

- implementazione una più adeguata procedura per la manipolazione di infiammabili;
- valutazione di un nuovo sistema di caricamento, di tipo fisso, delle materie prime infiammabili, in ciclo chiuso e/o in atmosfera di azoto da contenitori mobili.

Caso 8: Incendio del tetto galleggiante di un serbatoio
Nel corso di un giro di controllo dei serbatoi di stoccaggio dei prodotti infiammabili, il personale in esercizio ha rilevato la presenza di prodotto sul tetto di un serbatoio in un'area circoscritta. L'affioramento di prodotto comportava, inoltre, parziale affondamento del tetto.
Interrotto il colaggio nel serbatoio si è provveduto a svuotare lo stesso. Nonostante l'approntamento di estinguente sul tetto del serbatoio, a distanza di poche ore si è avuto l'innesco del combustibile e, quindi, l'incendio sul tetto del serbatoio.
Cause incidentali
Cause ancora in via di accertamento.
Probabile innesco dovuto alla presenza del tubo di scarico vapori sul fondo del serbatoio non correttamente manutenuto e/o collegato a terra.
Lezioni apprese e/o misure attuate

- valutazione delle frequenze di accadimento degli eventi incidentali previsti nel parco serbatoi;
- revisione delle modalità operative di controllo dei tetti galleggianti dei serbatoi, ad esempio con l'installazione di inclinometri.

5. Possibili misure di protezione contro il pericolo di incendio e/o esplosioni di miscele infiammabili

Alla luce degli eventi incidentali valutati si propongono di seguito, al fine di ridurre la possibilità di incendio ed esplosione di miscele e vapori infiammabili, misure di tipo preventivo, tecnico/impiantistico e organizzativo al fine di proteggere gli operatori, oltreché gli impianti e le attrezzature di lavoro. Tali misure sono tratte dallo studio dei casi proposti e della letteratura di settore oltreché e, non ultima, dall'esperienza operativa acquisita in campo dagli autori. Esse, pur non avendo la pretesa di esaurire il panorama delle scelte operative, mirano a ridurre il rischio di incendi ed esplosioni, ma anche limitare le eventuali ripercussioni sull'uomo, sui beni materiali e sull'ambiente rafforzando e completando l'efficacia delle misure presenti.

5.1 Misure di tipo preventivo

- ✓ Sostituire, se il tipo di lavorazione lo consente, i liquidi facilmente infiammabili, i gas e le polveri combustibili con sostanze che non formano miscele esplosive.
- ✓ Prediligere sistemi chiusi.
- ✓ Aerare i locali e gli ambienti di lavoro allo scopo di evitare o limitare la concentrazione e la formazione di atmosfere esplosive. Infatti, l'eventuale fuoriuscita di gas e vapori di liquidi facilmente infiammabili deve essere sufficientemente diluita.
- ✓ In presenza di liquidi facilmente infiammabili o di gas più pesanti dell'aria, la bocca di aspirazione deve essere sistemata direttamente nel punto più basso in modo da aspirare i vapori e non solo l'aria.
  In caso di travaso di liquidi facilmente infiammabili i vapori si propagano in tutto il locale e, pertanto, l'aspirazione va prevista in prossimità del punto in cui è avvenuto il travaso o direttamente sul bordo del recipiente.

5.2 Misure di tipo tecnico/impiantistico

- ✓ Utilizzare sistemi chiusi volti ad impedire che un'atmosfera potenzialmente esplosiva possa svilupparsi all'esterno.
- ✓ Soffocare un'eventuale esplosione con un impianto di spegnimento e soffocamento di esplosioni attraverso rilevatori di fiamme o pressione. In tal caso l'impianto interviene immettendo agenti estinguenti.
- ✓ Disaccoppiare gli apparecchi in caso di esplosione allo scopo di evitare ulteriori esplosioni in parti non protette dell'impianto.
- ✓ Utilizzare dispositivi di arresto di fiamma in modo che se l'accensione di una miscela gas-aria avviene in una tubazione questo intervenga impedendo la propagazione delle fiamme.
- ✓ Introdurre uno sfogo dell'esplosione grazie ad un punto di rottura destinato ad aprirsi al raggiungimento di una determinata pressione che deve essere nettamente al di sotto della pressione a cui il recipiente è in grado di resistere.

5.3 Misure di tipo organizzativo

- ✓ Intensificare l'attività di formazione ed aggiornamento non solo dei lavoratori, ma di tutte le funzioni aziendali in modo tale che la consapevolezza e la percezione del rischio cui si è soggetti durante operazioni che prevedono l'utilizzo di sostanze pericolose sia forte e permetta di approcciare alle varie fasi lavorative in modo più sicuro.

- ✓ Predisporre procedure per verificare regolarmente i requisiti delle apparecchiature in relazione alla resistenza del loro collegamento a terra ed alla conduttività elettrica delle manichette.

Le contromisure di tipo organizzativo più comuni contro la formazione di scariche elettrostatiche durante le operazioni di travaso prevedono che in procedura o in assenza di questa nella consuetudine operativa si operi in modo da:

- riempire completamente la tubazione o il tubo flessibile con il liquido per escludere la formazione di miscele infiammabili all'interno e nel mantenere bassa la velocità di flusso;
- portare le tubazioni di travaso e i tubi flessibili o l'imbuto direttamente sul fondo dei recipiente, per evitare il gorgogliamento, vortici o spruzzi di liquido. Contenitori, imbuti, tronchetti, boccagli e tubi conduttori devono essere collegati elettricamente e messi a terra. Il personale deve essere munito di scarpe antistatiche conduttrici e non di gomma, per scaricare a terra l'eventuale elettricità statica accumulata; anche il pavimento dovrebbe essere di materiale conduttore;
- collegare eventuali pompe sia al contenitore da svuotare che a quello da riempire oltre che con la messa a terra. I collegamenti non devono avvenire direttamente sopra il foro del fusto o il passo d'uomo, poiché è proprio qui che si formano più frequentemente i vapori infiammabili;
- riempire lentamente l'eventuale reattore utilizzato rispettando la velocità di 1 m/s e, se possibile, attraverso la valvola di fondo, oppure prolungare la tubazione di riempimento verso il fondo del recipiente; aspirare il liquido mediante vuoto; inertizzare il contenitore con azoto.

Più in dettaglio si riportano di seguito misure organizzative da adottare durante le operazioni, di vario tipo, di travaso di sostanze infiammabili.

Quando gli operatori sono impegnati a svuotare sacchi o fusti in liquidi non conduttori, devono indossare calzature e guanti antistatici, inoltre non devono togliersi indumenti in aree nelle quali possono essere presenti atmosfere infiammabili. In alcuni casi queste precauzioni non sono sufficienti e può essere necessario effettuare un trattamento al pavimento. La resistenza complessiva degli operatori verso terra attraverso le calzature e il pavimento non dovrebbe

Durante lo stoccaggio o la movimentazione di liquidi infiammabili, al fine di contenere il fenomeno della elettricità statica, si procede alla messa a terra realizzando, quindi, un percorso continuo dell'elettricità verso terra e, attraverso il collegamento di conduttori, assicurando che tutte le parti dell'impianto abbiano lo stesso potenziale.

Le parti principali degli impianti fissi possono essere messe a terra permanentemente con l'intera struttura, mentre per le operazioni di carico/scarico e di riempimento di fusti devono essere assicurati collegamenti conduttori e messe a terra temporanei. Il collegamento a terra di cisterne e serbatoi è essenziale per ridurre la probabilità di scariche elettrostatiche e di potenziali danni agli impianti dovuti a difetti nel collegamento del conduttore, a eventuali scariche di fulmini o ad accumulo di cariche elettrostatiche. I collegamenti di terra non prevengono la formazione di cariche elettrostatiche, ma aiutano ad eliminare le cariche che si formano durante le manipolazioni evitando la dispersione con scintilla.

Durante un'operazione di travaso che interessa un'autocisterna o un articolato si applica al mezzo di trasporto un collegamento a terra temporaneo. Si deve evitare il carico nel serbatoio per caduta libera, utilizzando una tubazione di accompagnamento fino al fondo o un'entrata del flusso da una tubazione a livello del fondo. Durante l'operazione, inoltre, per gli idrocarburi occorre che la velocità lineare sia mantenuta sotto 1 m/s fino a quando la tubazione d'ingresso non è coperta da un livello di liquido due volte il suo diametro.

Durante le operazioni di riempimento, sia di autocisterne che di serbatoi di stoccaggio, si deve impedire che il flusso di liquido cada liberamente all'interno saturo di vapori poiché

questo determina formazione di cariche statiche rispetto alle pareti del serbatoio (anche se il serbatoio è collegato a terra). Tutte le manichette devono essere elettricamente conduttive. Anche in questo caso, occorre evitare che il serbatoio sia riempito per caduta libera utilizzando l'entrata dal fondo o una tubazione che accompagna il liquido fino al fondo del serbatoio.
Durante il caricamento di contenitori in metallo occorre siano collegati a terra a monte del sistema di caricamento e non vanno riempiti per caduta libera. Di solito il serbatoio è fissato su supporti dotati di cuscinetti idonei ad assorbire le sollecitazioni meccaniche durante il trasporto e, a meno che non vi sia un manicotto di collegamento a terra tra struttura e serbatoio, si deve provvedere a mettere a terra sia il serbatoio che la struttura portante.
Si deve evitare il riempimento per caduta libera di fusti e di secchielli e provvedere alla loro messa a terra. Fusti e secchielli vanno messi a terra con pinza speciale in grado di penetrare lo strato di vernice.

6. Conclusioni

Numerosi sono, come si è potuto constatare attraverso gli incidenti riportati nel lavoro, i pericoli durante le operazioni di stoccaggio, manipolazione e travaso di sostanze infiammabili.
Nel lavoro sono stati riportati alcune misure di prevenzione e protezione che il gestore può mettere in atto per prevenire e/o mitigare gli effetti legati ad eventuali incidenti legati a tali operazioni. La scelta riguarda sostanzialmente la possibilità di effettuare tali operazioni a ciclo chiuso o implementare procedure di tipo gestionale/organizzativo che mirano a far sì che i lavoratori siano sempre più formati e consapevoli del rischio cui sono soggetti durante le fasi lavorative. Si auspica di arricchire questa prima raccolta di incidenti e di indicazioni prevenzionali al fine di produrre specifico materiale informativo di supporto all'attività tanto degli operatori che dei gestori.

Bibliografia

[1] Bottani E, Monica L, Vignali G. 2009, Safety management systems: performance differences between adopters and non-adopters, Safety Science, 47 (2), 155-162.

[2] Khan FI, Abbasi SA, 1999, Major accidents in process industries and an analysis of causes and Consequences, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 12, 361-378.

[3] Kidam K, Hurme M. Analysis of equipment failures as contributors to chemical process accidents, 2013, Process Safety and Environmental Protection, Volume 91, Issues 1–2, January–March 2013.

[4] Mentasti M, Crippa T. 2013, Safe Design Against Explosions of Emission Collecting Systems, Chemical Engineering Transactions, 625-630, DOI: 10.3303/CET1331105.

[5] Giurcan V, Razus D, Mitu M, Oancea D. Prediction of flammability limits of fuel-air and fuel-air-inert mixtures from explosivity parameters in closed vessels, Journal of Loss Prevention in The Process Industries, 34 (2015) 65-71.

[6] BARPI (Bureau for Analysis of Industrial Risks and Pollutions), <http://www.aria.developpement- durable.gouv.fr/about-us/barpi-contact/?lang=en>, ultimo accesso 15.07.2016.

[7] e-MARS (Major Accidents Reporting System), <https://emars.jrc.ec.europa.eu>, ultimo acccesso 17.07.2016.

[8] Guida ISPRA 33/2005, Analisi post-incidentale nelle attività a rischio di incidente rilevante, ISBN 88-448-0144-2,<www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/manuali-e-linee-guida/analisi-post-incidentale-nelle-attivita-a-rischio>.

[9] Process Safety Messages for Manufacturing Personnel, <http://www.aiche.org/resources/publications/cep/2006/august/cep-process-safety-beacon>.

[10] Process Safety Messages for Manufacturing Personnel, <http://www.aiche.org/resources/publications/cep/2007/dicember/cep-process-safety-beacon>.

[11] Process Safety Messages for Manufacturing Personnel, <http://www.aiche.org/resources/publications/cep/2008/dicember/cep-process-safety-beacon>.

Riferimenti normativi

- Direttiva 2003/105/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2003 che modifica la direttiva 96/82/CE del Consiglio sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:345:0097:0105:IT:PDF>.
- Decreto Legislativo 2015 n. 105 Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose.

Visita interna di generatori di vapor d'acqua e acqua surriscaldata. Panorama normativo e problematiche rilevate nella modalità di effettuazione della verifica periodica di visita interna di cui all'All. VII del Decreto Legislativo n. 81 del 9 aprile 2008 e ss.mm.ii.

G. Ceglia*, A. Romanelli*, A. Casillo*, D. Mancuso*, A. Sicignano*, A. Vescovi *, S. Valletta*, M. Parsani*, P. Cacciatore*, G. Battista**, O. Di Donato**, G. Selvestrini**

*Inail - UOT di Bergamo
**Inail - UOT di Avellino

Sommario

Il lavoro si prefigge di fornire una panoramica sull'evoluzione della normativa riguardante la verifica di visita interna dei generatori di vapore d'acqua e di acqua surriscaldata, dal R.D. 824 del 12 maggio 1927 al D.M. 21 maggio 1974, dal D.M. 329 del 1 dicembre 2004 fino al Decreto 11 aprile 2011.
Lo scopo è quello di evidenziare, dallo studio della normativa e dall'analisi dell'attività svolta, le problematiche emerse nell'applicazione della disciplina delle modalità di effettuazione della verifica periodica di visita interna per generatori di vapore d'acqua e acqua surriscaldata di cui all'Allegato VII del Decreto Legislativo n. 81 del 9 aprile 2008.

1. Introduzione

Partendo dalle indicazioni desunte dal panorama normativo relativo all'argomento in esame, unitamente all'esperienza coltivata sul campo in sede di verifiche, il lavoro intende giungere alla condivisione di informazioni tra i vari soggetti coinvolti nelle verifiche, utilizzatori compresi, nell'auspicio di definire un approccio comune per la prevenzione dei rischi, con costi economici sostenibili, nel rispetto della legislazione e delle procedure vigenti.

2. Lo sviluppo normativo

L'originario riferimento normativo per le attrezzature a pressione è il R.D. 1331 del 9 luglio 1926, che sanciva l'istituzione dell'A.N.C.C. (Associazione Nazionale per il Controllo sulla Combustione). Con il successivo R.D. 824 del 12 maggio 1927 veniva approvato il regolamento per l'esecuzione del citato R.D. 1331/1926. Il D.M. 21 maggio 1974, con le relative specificazioni tecniche applicative (Raccolta E), aveva poi istituito le norme integrative del regolamento approvato con R.D. 824/1927 e le disposizioni per l'esonero da alcune verifiche e prove stabilite per le attrezzature a pressione.
Con la pubblicazione del D. Lgs. 93 del 25 febbraio 2000 "Attuazione della direttiva 97/23/CE (PED) in materia di attrezzature a pressione" (in vigore dal 29 maggio 2002) e del D.M. 329/2004 riguardante le norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi (in vigore dal 12 febbraio 2005), il quadro normativo nazionale relativo alla progettazione, fabbricazione, valutazione di conformità, immissione sul mercato ed esercizio delle attrezzature a pressione viene completamente modificato. Il D. Lgs. 81 del 9 aprile 2008 e ss.mm.ii. e il successivo Decreto Interministeriale 11 aprile 2011 (con decorrenza 23 maggio 2012) hanno poi disciplinato le nuove modalità delle verifiche periodiche delle attrezzature a pressione.

3. La visita interna - Generalità

La visita si esegue ad impianto fermo ed apparecchio aperto, vuoto e pulito (Fig. 1). Viene eseguita per verificare l'effettivo stato di conservazione delle parti del generatore di vapore al fine di riscontrare eventuali difetti che possano in qualche modo pregiudicare l'esercibilità in sicurezza del generatore stesso.



Figura 1. Generatore di vapore all'atto della visita interna

I difetti che si possono riscontrare durante la verifica di visita interna di un generatore di vapore possono essere di varie tipologie (corrosioni, cricche su saldature e/o sul materiale base, deformazioni permanenti, ecc. – Figg. 2, 3, 4, 5); generalmente sono imputabili a trattamenti dell'acqua di alimentazione e/o di caldaia errati e/o non efficaci, a dilatazioni termiche, a surriscaldamenti, a processi produttivi non conformi durante la fabbricazione o anche ad una manutenzione non rispettosa delle indicazioni del fabbricante.

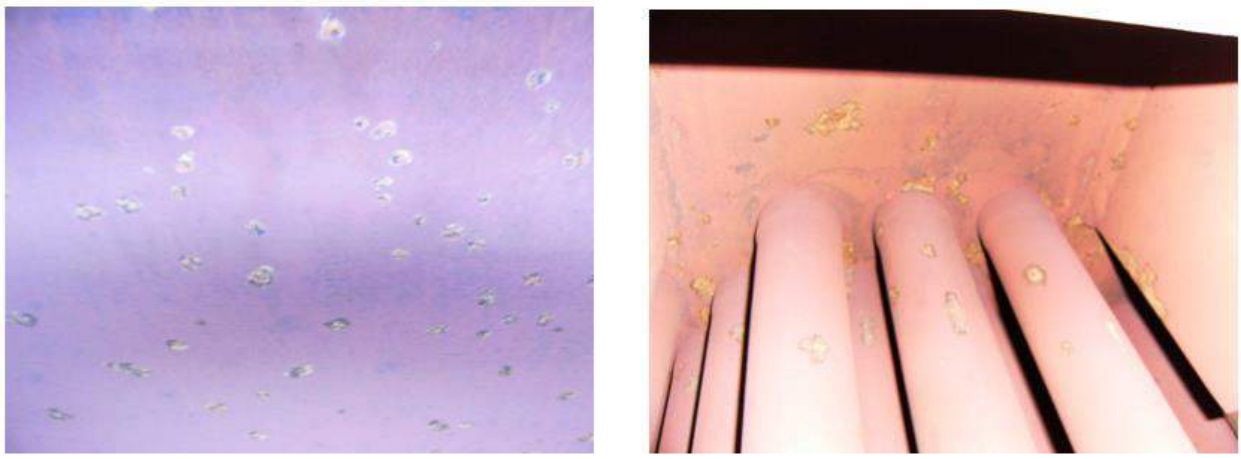


Figura 2. Corrosioni verificatesi entro i due anni su generatori a tubi da fumo

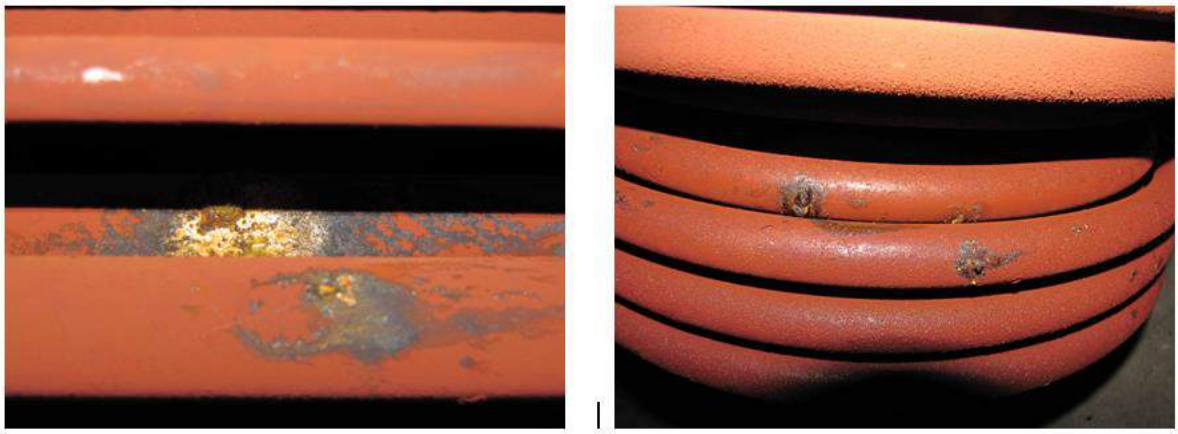


Figura 3. Corrosioni verificatesi entro un anno su fascio tubiero generatore olio diatermico



Figura 4. Cricche su saldature e materiale base



Figura 5. Deformazioni permanenti saldature tra tiranti e piastra del generatore

3.1 Le disposizioni del Regio Decreto 824/1927

Le disposizioni del R.D. 824/1927 prevedono che le richieste delle verifiche per mettere e mantenere in esercizio i generatori di vapore siano inoltrate dal *proprietario o dal possessore* dei generatori stessi.

3.1.1 Visita interna (art. 63)

Come prescritto dall'art. 63, la visita interna di un generatore di vapore consiste nell'esame di tutte le sue parti, sia internamente che esternamente, e dei suoi accessori.

3.1.2 Frequenza delle verifiche (art. 63)

Indipendentemente dalle verifiche in sede di costruzione o di riparazione, la prima visita interna sul posto di impianto deve sempre accompagnare (seguire) la prima prova idraulica dell'apparecchio fatta sul posto. La seconda deve essere eseguita entro un anno

dalla data della prova a caldo. *Le successive visite interne devono essere eseguite con intervalli di tempo non superiori a due anni.*
Quando un generatore di vapore subisce per una ragione qualsiasi una prova idraulica, questa deve essere sempre seguita da una visita interna. Una successiva visita interna deve inoltre essere eseguita entro un anno da detta prova o dalla prova a caldo che immediatamente la segua.
La normativa prende in esame anche la condizione di inattività del generatore; in particolare, per i generatori di vapore rimasti inattivi da oltre due anni è previsto che la visita interna, da eseguirsi alla ripresa dell'esercizio, preceda la prova a caldo.

3.1.3 Visita interna per motivazioni particolari e relative prescrizioni (art. 64)
La normativa prende in considerazione i generatori di vapore usati senza bollo o senza targhetta ovvero senza libretto, oppure senza documenti che permettano di conoscere i precedenti di costruzione e di esercizio. In tal caso i generatori debbono subire la visita interna senza rivestimento esterno e, ove abbiano fascio di tubi da fumo, a fasci tubolari estratti.
Quando i tubi da fumo per una ragione qualunque vengono tutti rimossi, i generatori di vapore devono essere assoggettati ad una visita interna prima che siano rimessi a posto.
Il regolamento prevede inoltre che, qualora lo ritenga necessario, il funzionario tecnico che deve eseguire la visita interna possa prescrivere la rimozione parziale o anche totale dei tubi del generatore a tubi da fumo.

3.1.4 Prescrizioni (art. 57)
All'atto della verifica di visita interna, nel caso in cui il funzionario tecnico ritenga che il generatore di vapore non sia idoneo al funzionamento, ne deve ordinare la sospensione d'uso e deve prescrivere le sostituzioni, le riparazioni e le aggiunte necessarie, stabilendo altresì il termine per il loro adempimento e le verifiche da eseguirsi prima che il generatore stesso possa funzionare.

3.1.5 Demolizione (art. 73)
All'atto della visita interna di un generatore di vapore, quando per il suo stato di conservazione o per il modo di costruzione o per altre cause non dia, ai fini della tutela della incolumità dei lavoratori e della prevenzione degli infortuni, sufficiente garanzia di idoneo funzionamento, né presenti possibilità di adatte riparazioni, sostituzioni o aggiunte, ovvero quando l'interessato non provveda a far eseguire tali opere nel termine prescritto ai sensi dell'art. 57, l'Associazione Nazionale per il Controllo sulla Combustione deve ordinare la demolizione, anche se sia inattivo.

3.1.6 Esoneri (art. 5)
E' previsto l'esonero dall'applicazione di talune prescrizioni e da tutte le verifiche di cui agli artt. 55 e seguenti (esonero totale o parziale).
Il concetto è ripreso dal D.M. 21 maggio 1974, con riferimento ad alcune tipologie di generatori di vapore (esonero dall'effettuazione della visita interna).
Ai generatori di vapore di tipo monoblocco (art. 48 del citato decreto) costruiti in modo da poter essere installati o rimossi senza congiunzione o disgiunzione, anche parziali, delle membrature e degli accessori, può essere concesso l'esonero dalle prescrizioni relative all'effettuazione, senza rivestimento isolante, delle visite interne e prove idrauliche di primo o nuovo impianto e periodiche. La verifica di visita interna è prescritta solo in caso di riparazione.
Per i generatori di vapore aventi capacita totale non superiore a 1000 litri (art. 49 del D.M. 21/05/1974), costruiti con materiali metallici diversi dalla ghisa, può essere concesso l'esonero dalla prescrizione relativa all'effettuazione della prima visita interna e della prima

prova idraulica sul luogo di primo o nuovo impianto. La verifica di visita interna è prescritta in caso di riparazione e di controllo periodico.

3.1.7 Risultanze
La visita interna in sede di verifica di esercizio di un generatore di vapore, con i limiti degli esoneri previsti dal D.M. 21/05/1974, era prevista in sede di primo impianto oppure in sede di nuovo impianto, a seguito di intervento di riparazione, all'atto della verifica di prova idraulica decennale e, comunque, a seguito di una prova idraulica motivata da qualsiasi ragione.
Il riscontro dei difetti di un generatore di vapore, in considerazione delle tecniche di rilevazione strumentali dell'epoca e del loro livello tecnologico, era affidato soprattutto alla conoscenza approfondita della materia ed all'esperienza sul campo del funzionario tecnico verificatore.

3.2 Le disposizioni Decreto Ministeriale 329/2004

Il regolamento del D.M. 329/2004 si applica agli utilizzatori di attrezzature / insiemi a pressione. Nell'articolato del decreto la verifica di visita interna ai generatori di vapore non viene espressa da alcuna definizione, tuttavia il Decreto stesso la prescrive all'atto delle verifiche di riqualificazione periodiche.

3.2.1 Frequenza (art. 10, comma 3)
La frequenza della riqualificazione periodica dei generatori di vapore è regolamentata secondo lo schema riportato nella tabella di cui all'allegato B (Fig. 6) in attuazione dell'art.10, commi 3 e 5, del D.M. 329/2004.
In particolare la frequenza delle ispezioni prevede che un generatore di vapore venga assoggettato ogni 2 anni a verifica di funzionamento e visita interna. Ogni 10 anni alla verifica integrità.
La frequenza di tali verifiche va modificata qualora il fabbricante delle singole attrezzature indichi, nel manuale d'uso e manutenzione, periodicità di interventi inferiori a quelle indicate nella citata tabella, con particolare riguardo al problema della corrosione ed erosione o altre azioni che possano compromettere nel tempo la stabilità strutturale delle attrezzature.

3.2.2 Deroga (art. 10, comma 5)
Ispezioni alternative e con periodicità differenti da quella della visita interna elencata nelle tabella di cui all'allegato B, ma tali da garantire un livello di protezione equivalente, possono essere accettate per casi specifici, nonché per determinate tipologie, fatto salvo quanto previsto nelle istruzioni per l'uso rilasciate dal fabbricante del generatore di vapore stesso e previa autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE). In tal caso la relativa richiesta di deroga dovrà essere presentata dall'utente corredata da un'adeguata relazione tecnica.

3.2.3 Risultanze
Si mette in vista che all'atto della verifica obbligatoria di primo impianto o di controllo di messa in servizio di un generatore di vapore fabbricato secondo la direttiva PED, contrariamente a quanto previsto dalla normativa previgente (R.D. 824/1927), non è prescritta la *visita interna*, in quanto in contrasto con quanto indicato dalla direttiva PED (Rif. Lettera circolare ex-ISPESL prot. n. A00-09/0001351 del 21/04/2005).

TABELLA - Frequenze della riqualificazione periodica delle attrezzature a pressione (articolo 10, comma 3 e 5)

ATTREZZATURE/INSIEMI CONTENENTI FLUIDI DEL GRUPPO 2 (D.lgs. 93/2000 art. 3)	
Recipienti/insiemi contenenti gas compressi, liquefatti e disciolti o vapori diversi dal vapor d'acqua classificati in III e IV categoria e recipienti di vapore d'acqua e d'acqua surriscaldata appartenenti alle categorie dalla I alla IV	Frequenza ispezioni: - ogni 3 anni: verifica di funzionamento - ogni 10 anni: verifica d'integrità
Recipienti/insiemi contenenti gas compressi, liquefatti e disciolti o vapori diversi dal vapor d'acqua classificati in I e II categoria	Frequenza ispezioni: - ogni 4 anni: verifica di funzionamento - ogni 10 anni: verifica d'integrità
Generatori di vapor d'acqua.	Frequenza ispezioni: - ogni 2 anni: verifica di funzionamento e visita interna - ogni 10 anni: verifica di integrità
Tubazioni gas, vapori e liquidi surriscaldati classificati nella III categoria	Frequenza ispezioni: - per TS < 350 °C: ogni 10 anni verifica di integrità - per TS > 350 °C: • ogni 5 anni: verifica di funzionamento • ogni 10 anni: verifica di integrità
Tubazioni per liquidi	Nessuna verifica
Recipienti per liquidi	Nessuna verifica
Bombole per apparecchi respiratori	Per uso subacqueo: - Revisione iniziale dopo 4 anni - Revisioni successive ogni 2 anni Per uso non subacqueo: revisione ogni 10 anni
Estintori portatili	- Gas non corrosivi: revisione ogni 10 anni - Gas corrosivi: revisione ogni 3 anni

Figura 6. Allegato B: Frequenza della riqualificazione periodica

3.3 Visita interna – Disposizioni Decreto Interministeriale 11 aprile 2011

Il Decreto Interministeriale 11 aprile 2011, entrato in vigore a partire dal 23 maggio 2012, disciplina le modalità di effettuazione delle verifiche periodiche, volte a valutare l'effettivo stato di conservazione e di efficienza ai fini di sicurezza delle attrezzature di lavoro riportate nell'allegato VII del decreto legislativo 81/2008, e successive modifiche e integrazioni. Il D. Lgs. 81/2008 definisce un'attrezzatura di lavoro, una qualsiasi macchina, apparecchio, utensile o impianto, inteso come il complesso di macchine, attrezzature e componenti necessari all'attuazione di un processo produttivo, destinato ad essere usato durante il lavoro. In tale definizione rientrano in pieno le attrezzature / insiemi a pressione riportate nell'allegato VII, tra cui anche i generatori di vapore.
Il D. Lgs. 81/2008 prevede per le attrezzature di lavoro soggette a verifica periodica che la prima delle verifiche periodiche venga effettuata dall'INAIL entro 45 giorni dalla richiesta; decorso inutilmente tale termine il datore di lavoro può avvalersi di soggetti pubblici o privati abilitati, quest'ultimi designati dal datore di lavoro stesso. Le successive verifiche sono effettuate su libera scelta del datore di lavoro dalle ASL o, ove ciò sia previsto con legge regionale, dall'ARPA o da soggetti pubblici o privati abilitati.

3.3.1 Visita interna (punto 4.4 Allegato II).

Il decreto 11 aprile 2011 fornisce in modo chiaro la definizione di visita interna per generatori di vapore (punto 4.4.1 Allegato II). In particolare la visita interna consiste nell'esame visivo delle parti del generatore accessibili ed ispezionabili, tanto internamente che esternamente.
A differenza del D.M. 329/2004, nel quale non viene espressa alcuna definizione della verifica di visita interna, il decreto interministeriale 11/04/2011 riprende il concetto di visita interna definito dall'art. 63 del R.D. 824/1927.

3.3.2 Periodicità delle verifiche

La periodicità della verifica di visita interna ai generatori di vapore è regolamentata secondo lo schema riportato nell'allegato VII del decreto legislativo n. 81/2008 (punto 4.1.1 dell'allegato II). In particolare, ogni due anni sono previste una verifica di funzionamento e una visita interna, mentre ogni dieci anni una verifica di integrità.

Periodicità delle verifiche differenti da quelle di cui all'allegato VII del decreto legislativo 81/12008, e tipologia di ispezioni alternative a quelle stabilite ai punti seguenti, ma tali da garantire un livello di rischio equivalente, potranno essere autorizzate in deroga, previa richiesta da inoltrare al Ministero dello sviluppo economico (punto 4.1.4. dell'allegato II)

3.3.3 Prescrizioni

Qualora durante la verifica emergessero dubbi sulla condizione delle membrature o in caso di necessità, a fronte di situazioni evidenti di danno, è consentito avvalersi di ulteriori esami e prove, eseguiti da personale adeguatamente qualificato incaricato dal datore di lavoro, al fine di accertare la permanenza delle condizioni di stabilità per la sicurezza dell'esercizio del generatore stesso (4.4.2 allegato II).

Per i generatori di vapore che lavorano in condizioni di regime tali per cui possono verificarsi significativi fenomeni di scorrimento viscoso o di fatica oligociclica, si osservano le prescrizioni tecniche vigenti in materia. Le autorizzazioni all'ulteriore esercizio vengono rilasciate dall'INAIL sulla base della valutazione effettuata dal datore di lavoro (4.7.5 allegato II).

Inoltre ove la verifica abbia evidenziato situazioni di criticità per l'esercizio, il soggetto incaricato deve ordinare il divieto d'uso del generatore di vapore (4.8.1 allegato II).

Ove anche a seguito di riparazioni, sostituzioni o modifiche, il generatore di vapore non fornisca garanzia di idoneo funzionamento, esso deve declassato, utilizzato a pressione atmosferica o demolito (4.8.1 allegato II).

3.3.4 Risultanze

La prima verifica periodica di un generatore di vapore è finalizzata ad accertare la conformità alle modalità di installazione previste dal fabbricante nelle istruzioni d'uso, lo stato di manutenzione e conservazione, il mantenimento delle condizioni di sicurezza previste in origine dal fabbricante e specifiche dell'attrezzatura di lavoro, nonché l'efficienza dei dispositivi di sicurezza e di controllo [punto 2, lettera b) dell'allegato II].

La verifica di visita interna fa parte delle verifiche periodiche successive alla prima, cui i generatori di vapore devono essere assoggettati così come indicato nel punto 4.1.2 dell'allegato II, di seguito riportato:

4.1.2. Per le attrezzature/insiemi di cui al presente punto 4. per verifiche periodiche si intendono:

a) La «prima delle verifiche periodiche»

b) Le «verifiche periodiche successive»

b1) di funzionamento

b2) interna

b3) di integrità (decennali).

Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 1 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Recipienti/insiemi classificati in III e IV categoria, recipienti contenenti gas instabili appartenenti alla categoria dalla I alla IV, forni per le industrie chimiche e affini, generatori e recipienti per liquidi surriscaldati diversi dall'acqua.	Verifica di funzionamento: biennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 1 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Recipienti/insiemi classificati in I e II categoria.	Verifica di funzionamento: quadriennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 1 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Tubazioni per gas, vapori e liquidi surriscaldati classificati nella I, II e III categoria	Verifica di funzionamento: quinquennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 1 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Tubazioni per liquidi classificati nella I, II e III categoria	Verifica di funzionamento: quinquennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 1 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Recipienti per liquidi appartenenti alla I, II e III categoria.	Verifica di funzionamento: quinquennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 2 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Recipienti/insiemi contenenti gas compressi, liquefatti e disciolti o vapori diversi dal vapor d'acqua classificati in III e IV categoria e recipienti di vapore d'acqua e d'acqua surriscaldata appartenenti alle categorie dalla I alla IV	Verifica di funzionamento: triennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 2 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Recipienti/insiemi contenenti gas compressi, liquefatti e disciolti o vapori diversi dal vapor d'acqua classificati in I e II categoria	Verifica di funzionamento: quadriennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 2 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Generatori di vapor d'acqua.	Verifica di funzionamento: biennale Visita interna: biennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 2 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Tubazioni gas, vapori e liquidi surriscaldati classificati nella III categoria, aventi TS ≤ 350 °C	Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 2 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Tubazioni gas, vapori e liquidi surriscaldati classificati nella III categoria, aventi TS > 350 °C	Verifica di funzionamento: quinquennale Verifica di integrità: decennale
Generatori di calore alimentati da combustibile solido, liquido o gassoso per impianti centrali di riscaldamento utilizzanti acqua calda sotto pressione con temperatura dell'acqua non superiore alla temperatura di ebollizione alla pressione atmosferica, aventi potenzialità globale dei focolai superiore a 116 kW	Verifica quinquennale

Figura 7. Stralcio dell'allegato VII del decreto legislativo 81/2008

4. Modalità procedurale

I controlli da eseguire per i generatori di vapor d'acqua / acqua surriscaldata in occasione della "prima delle verifiche periodiche", così come indicato nel punto 4.2.3. dell'allegato II, risultano i seguenti:

- individuazione dell'attrezzatura (o delle attrezzature componenti l'insieme);
- verifica di corrispondenza delle matricole rilasciate dall'ISPESL o dall'INAIL all'atto della dichiarazione di messa in servizio sulle attrezzature (certificate singolarmente o componenti un insieme) rientranti nelle quattro categorie del D. Lgs 93/2000, non escluse dalle verifiche periodiche del D.M. 329/2004. Per gli insiemi di limitata complessità denunciati come unità indivisibile dal datore di lavoro la verifica di corrispondenza riguarda la matricola unica;
- constatazione della rispondenza delle condizioni di installazione, di esercizio e di sicurezza con quanto indicato nella dichiarazione di messa in servizio di cui all'articolo 6 del D.M. 329/2004;
- controllo della esistenza e della corretta applicazione delle istruzioni per l'uso del fabbricante;
- verifica di funzionamento (punto 4.3.1. dell'allegato II), consistente nei seguenti esami e controlli:
  a) esame documentale;
  b) controllo della funzionalità dei dispositivi di protezione;
  c) controllo dei parametri operativi.
- verifica di rispondenza dei parametri dell'acqua di alimento con quanto richiesto nelle istruzioni per l'uso. In mancanza di tale informazione si può far riferimento alle relative

norme applicabili. Risconto della presenza del conduttore abilitato, quando previsto (punto 4.5.1. dell'allegato II);
- annotazione di tutti gli eventuali interventi di riparazione intercorsi (punto 4.3.1.3. dell'allegato II).

Per quanto sopra esposto, allo stato appare evidente che la visita interna di un generatore di vapore non sia di competenza dell'INAIL (non è prevista all'atto della prima verifica periodica – punto 4.1.2 dell'All. II del Decreto 11 aprile 2011) bensì di un Soggetto Abilitato scelto dall'Utente in occasione delle verifiche periodiche successive alla prima.
A seguito quindi del buon esito della prima verifica periodica del generatore di vapore (intesa come verifica di funzionamento), la visita interna, unitamente alla nuova verifica di funzionamento (ogni 2 anni) e alla verifica di integrità (ogni 10 anni), dovrà essere effettuata dal Soggetto Abilitato scelto dall'Utente con la richiesta da inviare entro i termini previsti dall'allegato VII del D. Lgs. n. 81/2008, così come riportato nell'indicazione in calce al verbale rilasciato all'esito della verifica precedente.
Nell'eventualità di superamento dei limiti temporali di scadenza della visita interna, il generatore di vapore dovrà essere messo fuori esercizio (art.7, comma 1, lettera a) del D.M. 1/12/2004 n. 329).

Visita interna per generatori di vapor d'acqua / acqua surriscaldata		
R.D. n. 824/1927 D.M. 21/05/1974	D. M. n. 329/2004	Decreto interministeriale 11/04/2011
Art. 63 Visita interna La visita interna consiste nell'esame di tutte le parti dell'apparecchio, tanto internamente quanto esternamente, e dei suoi accessori. Indipendentemente dalle visite e prove eseguite nell'officina del costruttore o del riparatore, la prima visita interna sul posto di impianto deve sempre accompagnare la prima prova idraulica dell'apparecchio fatta sul posto; la seconda deve aver luogo entro un anno dalla data della prova a caldo. Le successive visite interne debbono essere eseguite a periodi di tempo non maggiori di due anni. Quando un apparecchio subisca per qualsiasi ragione una prova idraulica, questa deve essere sempre accompagnata da una visita interna; una successiva visita interna deve essere eseguita entro un anno dalla detta prova o dalla prova a caldo che immediatamente la segua. Per gli apparecchi rimasti inattivi oltre due anni, la visita interna, da eseguirsi alla ripresa del lavoro, deve precedere la prova a caldo.	**D.M. 329/2004** Nell'articolato del decreto la verifica di visita interna ai generatori di vapore non viene espressa da alcuna definizione. La frequenza della riqualificazione periodica dei generatori di vapore è regolamentata secondo lo schema riportato nella tabella di cui all'allegato B (Fig. 6) in attuazione dell'art.10, commi 3 e 5, del D.M. 329/2004. La frequenza delle ispezioni prevede che un generatore di vapore venga assoggettato ogni 2 anni a verifica di funzionamento e visita interna. Ogni 10 anni alla verifica integrità.	**4.4 Verifica di visita interna per generatori di vapore** 4.4.1. La visita interna consiste nell'esame visivo delle parti dei generatore accessibili ed ispezionabili, tanto internamente che esternamente. 4.4.2. Qualora durante la verifica emergessero dubbi sulla condizione delle membrature o in caso di necessiti, a fronte di situazioni evidenti di danno, è' consentito avvalersi di ulteriori esami e prove, eseguiti da personale adeguatamente qualificato incaricato dal datore di lavoro, al fine di accertare la permanenza delle condizioni di stabilità per la sicurezza dell'esercizio del generatore stesso. La periodicità della verifica di visita interna ai generatori di vapore è regolamentata secondo lo schema riportato nell'allegato VII del decreto legislativo n. 81/2008. Ogni due anni sono previste una verifica di funzionamento e una visita interna, mentre ogni dieci anni una verifica di integrità.

5. Conclusioni

La verifica di visita interna di un generatore di vapore riveste un ruolo di fondamentale importanza ai fini della tutela della incolumità dei lavoratori e della prevenzione degli infortuni nella regolamentazione dell'esercizio.
Nell'arco dei primi due anni di funzionamento dei generatori di vapore, dai riscontri delle verifiche di visita interna eseguite, sono stati accertati, se pur in un numero limitato di casi, difetti di varie tipologie (corrosioni, cricche su saldature e/o sul materiale base, deformazioni permanenti).
Da un sommario confronto tra vecchia e nuova regolamentazione, si evince come quest'ultima non abbia previsto la visita interna per i generatori di vapore, relativamente alle condizioni di nuovo impianto o di inattività superiore a 2 anni.
Altro punto importante da non sottovalutare, che può produrre conseguenze pregiudizievoli per la sicurezza, è il rischio di una non tempestiva effettuazione della prima visita interna, nella malaugurata ipotesi in cui l'utente invii all'INAIL la dichiarazione di messa in servizio in ritardo rispetto alla reale data di inizio dell'esercizio del generatore.
Ulteriore aspetto, infine, su cui porre l'attenzione, molto sentito dai datori di lavoro in termini di costi di gestione, è quello della rimozione dell'isolamento esterno dei generatori di vapore e del suo successivo ripristino ogni due anni. La normativa previgente consentiva, solo per alcune tipologie di generatori, la possibilità dell'effettuazione della verifica senza la rimozione del rivestimento isolante, sia per le visite interne e prove idrauliche di primo o nuovo impianto e sia per le periodiche.
Allo stato una soluzione possibile è il ricorso a metodologie di ispezioni alternative a quelle stabilite dal regolamento, ma comunque tali da garantire un livello di rischio equivalente, a seguito di apposita autorizzazione in deroga, previa richiesta da inoltrare al Ministero dello sviluppo economico (punto 4.1.4. dell'allegato II).

6. Bibliografia

[1] R.D. 12 maggio 1927, n. 824;

[2] D.M. 21 maggio 1974, Specificazioni tecniche applicative (Raccolta E);

[3] D. Lgs. 25 febbraio 2000, n. 93 "Attuazione della direttiva 97/23/CE (PED)"

[4] D.M. 1 Dicembre 2004, n. 329.

[5] Circolare ex-ISPESL prot. n. A00-09/0001351 del 21/04/2005;

[6] D. Lgs. 9 aprile 2008 n. 81 e s.m.i.

[7] Decreto Interministeriale 11 aprile 2011

Attività di verifica ed omologazione in cantieri per la realizzazione di tunnel sotterranei. Il caso pratico di camere iperbariche nella Metropolitana di Napoli e nella Galleria Pavoncelli di Caposele (AV).

M. Del Gaudio*, R. Luciano*, G. Botte**, S. Aiello***

*Inail - UOT di Avellino
**Sudmetro s.c.a.r.l.
***Tecnico della sicurezza

Sommario

In regione Campania sono stati realizzate recentemente due grandi opere in sotterraneo: una nuova linea metropolitana nella Città di Napoli ed una galleria per la sostituzione di un tratto del collegamento idrico fra le sorgenti di Caposele (AV) e la Regione Puglia. In entrambi i casi sono state utilizzate macchine TBM (Tunnel Boring Machine), anche se di dimensioni diverse, che permettono di realizzare contemporaneamente le operazioni di scavo e la messa in opera dei conci di contenimento della galleria. La necessità di dover affrontare criticità dovute alla variabilità delle caratteristiche geotecniche dei terreni attraversati, della presenza di falde acquifere e di fuoriuscita di gas esplosivi rendono questi cantieri estremamente interessanti per chi si occupa di sicurezza degli impianti, e di sicurezza in generale. Il settore verifica, certificazione e ricerca ha effettuato la verifica su attrezzature ed impianti spesso molto diversi da quelli normalmente presenti nelle attività produttive adottando procedure ad hoc per garantire la sicurezza dei lavoratori. In particolare nel corso delle operazioni di scavo sono state utilizzate camere iperbariche a servizio dei sistemi di scavo. Lo studio si propone di analizzare i rischi relativi alle condizioni al contorno prendendo in considerazione l'analisi di casi studio relativi allo scavo della Galleria realizzata per conto delle Metropolitana di Napoli, già completata, e della Galleria Pavoncelli a Caposele (AV) in corso di realizzazione.

1. Introduzione

Per la realizzazione di tunnel sotterranei vengono utilizzate macchine complesse denominate TBM che realizzano lo scavo mediante una testa fresante e contemporaneamente provvedono alla messa in opera delle strutture di sostegno della galleria. La realizzazione del tunnel è fortemente influenzata dalle caratteristiche dei materiali attraversati ma soprattutto da incognite difficilmente prevedibili come l'attraversamento di falde acquifere, sacche di gas naturali infiammabili e intercalazione di terreni con scadenti caratteristiche geotecniche. Per contenere le infiltrazioni ed i cedimenti del terreno, la zona di scavo in testa alla TBM può essere mantenuta in sovrappressione. E' possibile che per la manutenzione della macchina gli operatori debbano accedere alla zona in pressione e per fare ciò è necessario seguire le opportune procedure di decompressione. A tal scopo nelle TBM è integrata una camera di decompressione che in quanto apparecchio a pressione, è soggetto a denuncia e a verifiche periodiche presso le Unità Operativa Territoriali INAIL.

2. La TBM (Tunnel Boring Machine)

Per la realizzazione di tunnel sotterranei è possibile utilizzare diverse tecniche di scavo. La scelta viene ovviamente fatte in base alle caratteristiche geologiche dei terreni interessati nonché dalle geometrie del cunicolo da realizzare. In generale, il rischio maggiore è dato dal verificarsi di crolli e di cedimenti che possono complicare la realizzazione del tunnel o provocare danni alle strutture presenti sopra lo stesso (vedi la formazione di eventuali subsidenze). In rocce compatte è possibile avanzare utilizzando esplosivi e tecniche di scavo più rapide che utilizzano martelli demolitori, quando le caratteristiche geotecniche dei terreni sono più scadenti è necessario utilizzare tecniche di scavo più lente in grado di contenere i carichi litostatici ed idrostatici e di installare rapidamente le strutture portanti della galleria. In questo secondo caso vengono utilizzate macchine denominate TBM dotate di una testa fresante che provvede allo scavo e da un sistema che permette di mettere in opera rapidamente il rivestimento definitivo. A seconda delle caratteristiche geotecniche dei terreni attraversati la macchina utilizzata per realizzazione di un tunnel può aver bisogno di mantenere o meno in sovrappressione il fronte di scavo.

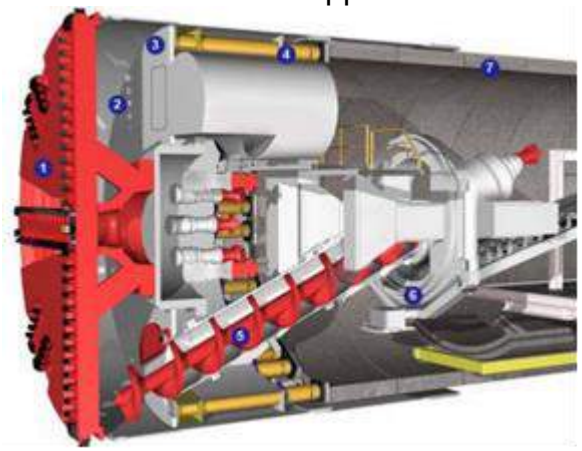


Figura 1. Schema della parte anteriore di una TBM: 1 testa fresante, 2 camera di scavo, 3 accesso alla camera di scavo (camera iperbarica), 4 pistoni di avanzamento, 5 coclea, 6 erettore dei conci, 7 conci già in opera.

Nella figura 1 è visibile una tipica macchina TBM (fonte HERRENKNECHT). La parte anteriore, denominata scudo, è costituita dalla testa fresante rotante, che provvede al distacco del materiale mediante una serie di denti in acciaio speciale, e da una camera di scavo in cui si raccoglie il materiale asportato dal fronte di scavo. Un sistema a coclea preleva il materiale, detto smarino, e lo indirizza verso i carrelli di carico su binari. Le macchine TBM possono operare in una modalità denominata EPB (earth pressure balanced) in cui lo smarino presente nella camera di scavo può essere utilizzato per compensare i carichi sul fronte di scavo regolando opportunamente la pressione dell'aria all'interno della stessa camera. In caso di guasto può rendersi necessario l'accesso del personale alla camera di scavo senza modificare la sovrappressione e per questo motivo nella TBM è installata una camera iperbarica che permette agli operatori di rispettare, dopo l'intervento, gli intervalli di decompressione ed evitare tutte le patologie connesse. La camera iperbarica è dotata di una doppia apertura e quindi costituisce anche la via d'accesso alla camera di scavo in cui gli operatori sono sottoposti alla fase di compressione fino al raggiungimento del livello di pressione presente nella camera di scavo. Alcune tipologie di TBM dispongono anche di un altro locale definito "container di salvataggio" in cui gli operatori possono rimanere confinati per un tempo significativo in occasione di improvvisi allagamenti o fuoriuscite di gas.

3. La realizzazione dello scavo

Lo scavo delle gallerie della linea 1 della metropolitana di Napoli ha interessato prevalentemente il substrato di tufo giallo napoletano a profondità comprese tra i 15 e i 30 metri sotto una zona intensamente urbanizzata. La linea è costituita da due gallerie parallele che si uniscono nelle stazioni intermedie. Le macchine TBM sono state utilizzate in modalità diverse nella tratta costiera tra P. Garibaldi e P. Municipio e nella tratta collinare fino alla Stazione Policlinico.
Nel primo caso si è lavorato in terreni incoerenti, sotto la superfice piezometrica della falda, in cui era elevato il rischio di subsidenza e le TBM hanno dovuto lavorare in modalità EPB, mentre nella tratta collinare è stato possibile operare mantenendo la camera di scavo a pressione atmosferica. Durante lo scavo è stato necessario utilizzare la camera iperbarica per permettere la sostituzione di un ripper in widia della testa fresante danneggiato e per effettuare delle operazioni di pulizia sulla coclea.

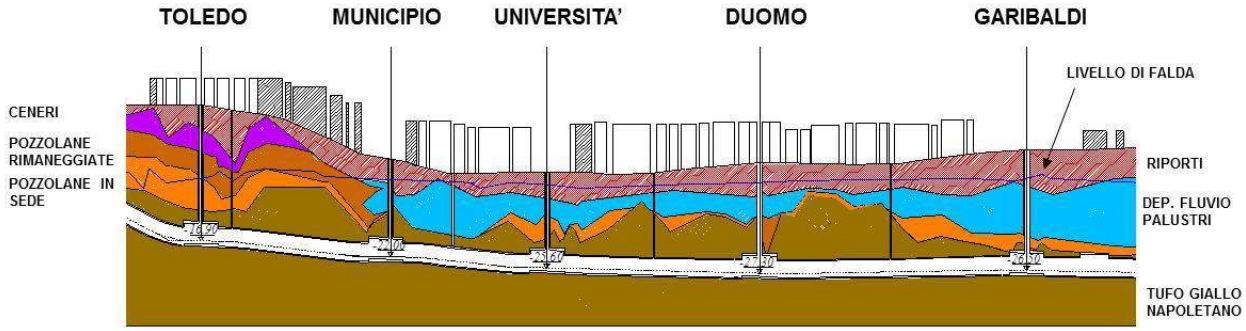


Figura 2. Stratigrafia del primo tratto della linea 1 della metropolitana di Napoli

Per la realizzazione della Galleria Pavoncelli bis, che dovrà collegare le sorgenti di Caposele con il territorio di Conza della Campania in sostituzione di una galleria preesistente, sono stati attraversati inizialmente terreni calcarei fratturati passando successivamente a terreni argilloso marnosi (Flysh di Materdomini). Nell'ultimo tratto si incontreranno formazioni argilloso limose. La galleria ha un diametro (finito) di 3,40 metri e ad oggi rappresenta la galleria, scavata con metodo meccanizzato, con il diametro più piccolo tra quelle esistenti.

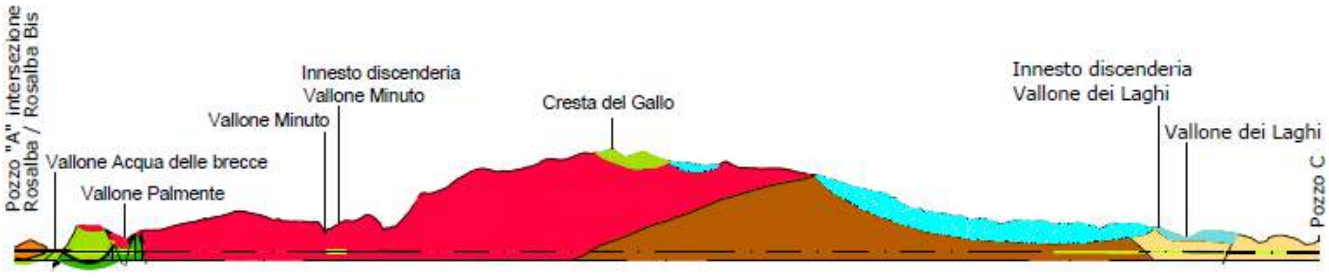


Figura 3. Stratigrafia tracciato galleria Pavoncelli Bis

In fase di progetto si prevedeva l'attraversamento di un primo tratto in faglia che aveva reso necessario prevedere l'installazione di una camera iperbarica per le eventuali lavorazioni di manutenzione in modalità EPB. Il tentativo condotto dall'impresa, nato dall'analisi puntuale di alcuni parametri di scavo in corso di esecuzione, di attraversare tale area non in modalità EPB ha avuto esito positivo. Successivamente il tratto in flysh è stato

scavato lasciando la camera di carico alla pressione atmosferica con conseguente valutazione di ritirare la denuncia precedentemente eseguita dell'apparecchiatura.

4. La camera iperbarica a servizio delle TBM

La camera iperbarica è un apparato che consente il raggiungimento ed il mantenimento al suo interno di una pressione superiore a quella atmosferica. La camera iperbarica installata sulle TBM permette il transito tra la porzione anteriore (camera di scavo messa in pressione P>Patm) e quella posteriore dello scudo a pressione atmosferica, attraverso la parete di contenimento e preparare ad un ambiente iperbarico il personale che, puntualmente formato informato e riconosciuto idoneo per tali fini, debba introdursi in camera di scavo per lo svolgimento delle manutenzioni ordinarie/straordinarie. Dopo l'esposizione alla sovrapressione della camera di scavo gli operatori hanno bisogno di riadattarsi lentamente alla pressione atmosferica stazionando per un certo tempo nella camera stessa. L'attrezzatura è normalmente connessa all'impianto di aria compressa a servizio del cantiere ma è presente un compressore dedicato a bordo della TBM.

5. Descrizione delle camere iperbariche

Nella TBM utilizzata per lo scavo del tunnel della Pavoncelli bis è installata una camera iperbarica a cinque posti, di cui due sono posizionati in una precamera e tre nella camera successiva. Il volume è di circa 1700 litri nella precamera, e di 3600 litri nella camera principale. La pressione d'esercizio e di 3,5 bar mentre il valore di prova e di 5,5 bar.

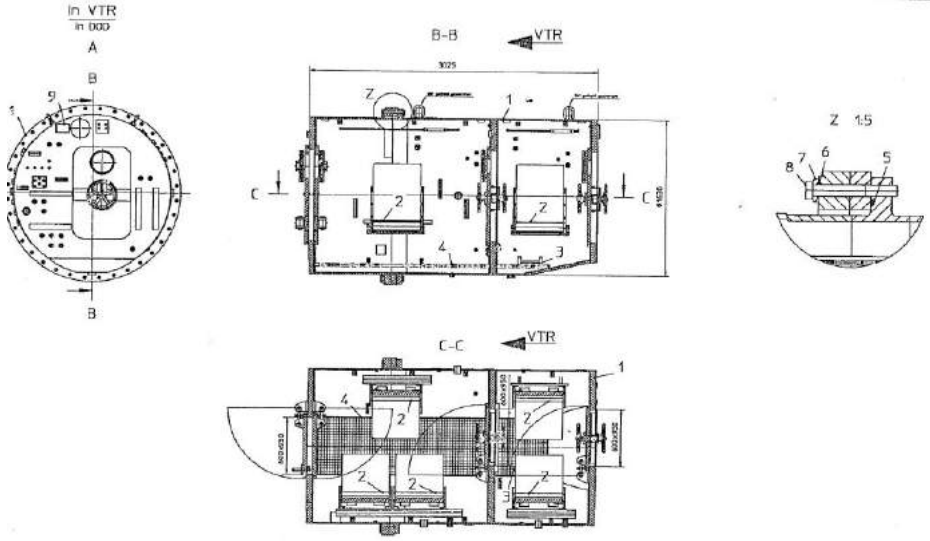


Figura 4. Schema camera iperbarica installata su TBM utilizzata nella Galleria Pavoncelli Bis

La camera iperbarica è stata installata dalla ditta produttrice della TBM che ha fornito un certificato di conformità emesso dall'organismo notificato Nr. 0036 riferito ai controlli effettuati in accordo alle Annex I No 3.2 della Direttiva 97/23/EC. Sulla camera sono inoltre montati un riduttore di pressione marca Seamson tipo 41-23 e n 2 valvole di sicurezza Marca Honeywell GMBH tipo S245B tarate alla pressione di 3,9 bar. La camera è inoltre dotata di accessori quali: termometro, riscaldamento, orologio ed impianto telefonico.

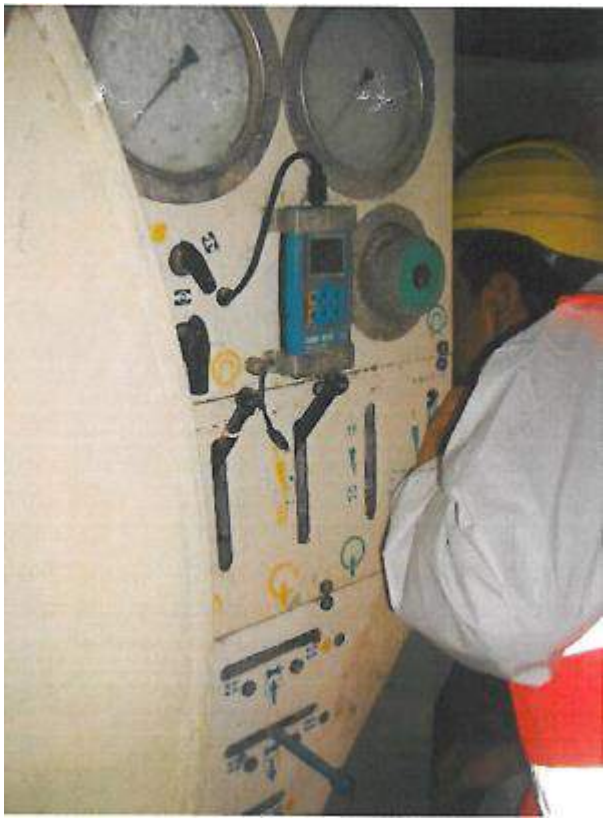


Foto 1. Camera iperbarica utilizzata per lo scavo della linea 1 della metropolitana di Napoli

Nella TBM utilizzata per lo scavo del tunnel della linea 1 della metropolitana di Napoli era installata una camera iperbarica a sei posti, di cui due posizionati in una precamera e quattro nella camera successiva. Il volume era di circa 2270 litri nella precamera, e di 4540 litri nella camera principale. La pressione d'esercizio era di 3,0 bar mentre il valore di prova era di 4,95 bar. L'attrezzatura è stata certificata come insieme dall'organismo di controllo TUV Saarland.

6. Decreto Ministeriale n° 329 del 01/12/2004

Questo decreto si applica alle attrezzature a pressione e agli «insiemi» come definiti nel decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93. In particolare per gli impianti a pressione deve essere richiesta la verifica obbligatoria di primo impianto salvo se l'impianto è costituito da un "insieme" direttamente installato dal costruttore.
Per gli impianti installati ed assemblati dall'utilizzatore, non costituenti quindi un insieme, si fa riferimento all'art. 4. Tali impianti debbono essere sottoposti a verifica obbligatoria di primo impianto ovvero della messa in servizio su richiesta dell'utilizzatore. Ai soli fini della verifica di primo impianto è consentita la temporanea messa in funzione dell'attrezzatura e al termine della stessa il soggetto verificatore consegna all'azienda un'attestazione dei risultati degli accertamenti effettuati. In caso di esito negativo della verifica, il documento indica espressamente il divieto di messa in servizio dell'attrezzatura a pressione esaminata.
Per gli apparecchi considerati insiemi, in quanto installato dal costruttore si fa riferimento all'art.6 e all'atto della messa in servizio l'utilizzatore delle attrezzature e degli insiemi soggetti a controllo o a verifica deve inviare all'ISPESL e all'Unita' Sanitaria Locale (USL) o all'Azienda Sanitaria Locale (ASL) competente, una dichiarazione di messa in servizio, contenente:

a) l'elenco delle singole attrezzature, con i rispettivi valori di pressione, temperatura, capacità e fluido di esercizio;
b) una relazione tecnica, con lo schema dell'impianto, recante le condizioni d'installazione e di esercizio, le misure di sicurezza, protezione e controllo adottate;
c) una espressa dichiarazione, redatta ai sensi dell'articolo 2 del decreto del Presidente della Repubblica del 20 ottobre 1998, n. 403, attestante che l'installazione e' stata eseguita in conformità a quanto indicato nel manuale d'uso;
d) il verbale della verifica di cui all'articolo 4, ove prescritta e) un elenco dei componenti operanti in regime di scorrimento viscoso, o sottoposti a fatica oligociclica;
Per le attrezzature costruite in serie o i loro insiemi installati presso utilizzatori da aziende che, conservandone la proprietà e la responsabilità tecnica provvedono al loro rifornimento, l'interessato può compilare un'unica dichiarazione di messa in servizio cumulativa per tutte le apparecchiature e per i loro insiemi installati in un semestre. In tal caso, la dichiarazione di messa in servizio è trasmessa dall'azienda all'ASL o all'USL e all'ISPESL. Gli accessori di sicurezza, i dispositivi di controllo e le valvole di intercettazione, indicate all'articolo 9 del DM 329/04 non formano oggetto di autonoma dichiarazione di messa in servizio. Essi seguono le procedure delle attrezzature a pressione che sono destinate a proteggere. Per le attrezzature a pressione e insiemi esclusi dal controllo della messa in servizio, ai sensi dell'articolo 5, la dichiarazione di messa in servizio di cui al comma 1 consente di attivare l'attrezzatura o l'insieme a condizione che l'utilizzatore attesti che le predette attrezzature o insiemi siano stati debitamente installati, mantenuti in efficienza e utilizzati conformemente alla loro destinazione, non pregiudichino la salute e la sicurezza delle persone o degli animali domestici o la sicurezza dei beni. Gli utilizzatori di attrezzature e insiemi a pressione messi in servizio hanno l'obbligo di sottoporre gli stessi a verifiche periodiche, ovvero di riqualificazione periodica. L'attestazione positiva risultante dalle verifiche effettuate consente la prosecuzione dell'esercizio delle attrezzature e degli insiemi verificati.

7. Le verifiche

Nei due casi di studio proposti il Settore Certificazione, Verifica e Ricerca dell'INAIL ha dovuto affrontare in modo diverso la verifica ed il collaudo dell'attrezzatura camera iperbarica.
Nel caso della Galleria Pavoncelli la UOT competente per territorio ha ricevuto una richiesta di messa in servizio di un apparecchio a pressione ai sensi dell'Art. 6. Del DM 329/04. Dopo aver verificato preventivamente la documentazione allegata l'impresa ha modificato la domanda presentando, invece, una richiesta di verifica obbligatoria di primo impianto di un apparecchio ai sensi dell'Art. 4. L'impianto non aveva infatti le caratteristiche di "Insieme" dato che non era stata rilasciata una certificazione in tal senso dall'installatore. La documentazione presentata comprendeva:

- La dichiarazione di conformità dello scudo ai sensi della Direttiva 2006/42/CE
- La dichiarazione di conformità della camera iperbarica ai sensi della Direttiva 97/23/EC
- Dichiarazione di conformità, ai sensi della DIN EN 10204, delle valvole di sicurezza montate sulla camera iperbarica.
- Dichiarazione di conformità ai sensi della DIN EN 10204 del regolatore di pressione montato sulla camera iperbarica.
- Una relazione descrittiva dell'impianto di aria compressa e dei dispositivi di sicurezza, collegati alla TBM costituito da quattro compressori e quattro serbatoi esterni e da un compressore e un serbatoio interno alla TBM. Per tutti i dispositivi

collegati alla camera iperbarica sono state presentate le certificazioni di conformità e la documentazione relativa alla messa in servizio delle stesse.

Nel caso della linea 1 di Napoli la UOT competente per territorio ha ricevuto una richiesta di messa in servizio di un apparecchio ai sensi dell'Art. 6. La documentazione presentata comprendeva:

- La dichiarazione di conformità rilasciata dall'organismo notificato.
- Il libretto di istruzioni della camera iperbarica.
- Una relazione accompagnatoria.

La UOT competente per territorio ha effettuato la verifica documentale e verificata corrispondenza ai termini di legge ha archiviato la pratica assegnando una matricola all'impianto.

8. Considerazioni finali

Le camere iperbariche sono apparecchi a pressione per le quali è prevista la denuncia alla UOT INAIL competente per territorio ai sensi del DM 329/2004. I due casi esaminati permettono di evidenziare le difficoltà che si presentano nell'individuare il corretto percorso da seguire prima della messa in servizio, il cui fine ultimo deve essere sempre l'utilizzo dell'attrezzatura con il massimo grado di sicurezza. Il luogo di lavoro in cui le camere iperbariche a corredo delle macchine TBM vengono utilizzate, è molto particolare e pertanto è richiesta ancor più attenzione. La prima fase della verifica è costituita dall'interpretazione delle certificazione rilasciate da costruttore e/o installatore che possono nel caso degli "insiemi" essere lo stesso soggetto. La documentazione può essere in lingua diversa dall'italiano ed in tal caso è necessario richiedere al fabbricante una copia in italiano. L'insieme deve essere precisamente descritto nella certificazione prodotta dal fabbricante/installatore perché l'assenza di almeno uno dei componenti fa venire meno la definizione "d'insieme" e la richiesta di messa in servizio deve essere bocciata. Nel caso in cui la verifica documentale sia positiva la UOT potrà autorizzare sicuramente il funzionamento dell'attrezzatura. Il tecnico incaricato dell'analisi documentale non dovrà però tralasciare di verificare la regolarità delle attrezzature, quali compressori, serbatoi ecc. che pur non facendo parte dell'insieme "camera iperbarica" forniscono a questa l'aria compressa necessaria per il suo funzionamento.
Nel caso della camera installata nel cantiere "Pavoncelli bis" la documentazione in possesso dell'impresa non permetteva di richiedere la messa in servizio dell'attrezzatura e quindi il tecnico incaricato ha iniziato l'analisi documentale propedeutica alla verifica di primo impianto e l'ufficio amministrativo ha predisposto gli atti necessari. In particolare sono state esaminate le certificazioni di conformità dell'involucro camera iperbarica, delle due valvole di sicurezza e del regolatore di pressione. Il tecnico ha anche provveduto a verificare la conformità dei compressori, dei serbatoi e delle tubazioni esterni ed interni alla TBM ma connessi con la camera iperbarica oggetto della verifica. La comunicazione del venir meno la necessità di utilizzare effettivamente la TBM in modalità EPB da parte dell'impresa, ha poi interrotto l'iter e la pratica è stata archiviata.
Le due esperienze descritte permettono di evidenziare le principali criticità che il tecnico incaricato dalla UOT deve affrontare nella verifica e messa in servizio di una camera iperbarica. L'analisi documentale presenta le prime difficoltà perché da essa dipende l'iter che la verifica dovrà seguire. Il concetto di "Insieme" non è sempre ben chiaro a chi presenta la documentazione. Pur se chiaramente indicato al punto d dell'articolo 4 del DM 329, l'insieme dovrebbe essere assimilabile ad una macchina già assemblata e pertanto già in grado di funzionare, e per la quale l'organismo notificato ha già verificato la

conformità delle varie parti. Negli apparecchi assemblati dall'utilizzatore o altri soggetti diversi dagli organismi possono essere riscontrate delle incongruenze. In particolare il sovradimensionamento delle valvole di sicurezza rispetto alle pressioni massime di esercizio dei serbatoi e delle altre attrezzature può verificarsi quando la fornitura dei materiali segue tempi e procedure diverse. Un'altra difficoltà può essere rappresentata dalla disponibilità delle certificazioni di conformità, dei componenti dell'impianto, rilasciate dai costruttori, la cui utilità viene spesso percepita solo all'atto della messa in servizio. Purtroppo in alcuni casi è stato necessario sostituire il componente in questione ed acquistarne di nuovi corredati di certificazione.
Il fine delle verifiche di messa in servizio di un apparecchio a pressione è garantire la sicurezza di chi le utilizza riducendo i rischi di esplosioni, incendi ecc. Nel caso delle camere iperbariche il buon funzionamento dell'impianto rappresenta una ulteriore occasione di prevenzione per gli operatori esposti ad atmosfere iperbariche la cui salute ed in alcuni casi la vita è legata alla disponibilità di questo importante presidio. Un utile riferimento per la costruzione e la manutenzione delle camere iperbariche è rappresentato dalle Linee Guide ISPESL [7] che in molti casi sono state utilizzate come riferimenti di base per la stesura di leggi e regolamenti Regionali.

9. Bibliografia

[1] Decreto Ministeriale n° 329 del 01/12/2004. Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93.

[2] Micheletti A, Di Marzo G. Galleria Pavoncelli eventi ed interventi. Geologi e Territorio. 2005;3:23-30.

[3] Autostrade per l'Italia. Relazione sullo scavo meccanizzato. Nodo Stradale ed Autostradale di Genova, febbraio 2011.

[4] Cantone A. Comportamento di scavi profondi in ambiente urbano. Dottorato di ricerca in ingegneria geotecnica.

[5] Manuale d'uso camera iperbarica HERRENKNECHT

[6] Manuale d'uso camera iperbarica HAUX Modello TUNNELSTAR 1700/3,3/

[7] Linea guida ISPESL: La gestione in sicurezza delle camere iperbariche multiposto in ambiente clinico

L'accertamento tecnico per la vigilanza del mercato delle attrezzature a pressione: possibili scenari

S. Anastasi*, D.G. Cogliani*, L. Monica*

*Inail - DIT

Sommario

La direttiva 2014/68/UE in analogia con quanto già previsto da altre direttive di prodotto, ha modificato, articolandola, la procedura di controllo del mercato anche per attrezzature e insiemi a pressione. Seppure, infatti, già la direttiva 97/23/CE prevedesse il controllo del mercato, la *nuova PED* definisce un più articolato iter di accertamento della conformità delle attrezzature a pressione ai requisiti minimi di sicurezza, individuando Inail quale organo tecnico in supporto per le autorità di vigilanza del mercato, Ministero dello Sviluppo Economico e Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali.
La vigilanza del mercato rappresenta un prezioso strumento attraverso il quale gli Stati Membri possono cooperare per verificare il rispetto dei requisiti essenziali di sicurezza (RES) della direttiva, garantendo la messa a disposizione di prodotti sicuri.
La vigilanza, infatti, seppure attivata su una specifica attrezzatura estende i risultati delle sue valutazioni a tutte le attrezzature/insiemi interessati messi a disposizione nel mercato comunitario.
L'attuale mancanza di riferimenti tecnici relativi ad attività di vigilanza del mercato nel settore della pressione, unitamente alla difficoltà di rilevare in fase di vigilanza nei luoghi di lavoro o verifica periodica eventuali anomalie, imputabili agli operatori economici, costituisce sicuramente uno dei principali elementi sui quali tutti i soggetti pubblici preposti all'attivazione dell'iter di vigilanza (Inail, ASL, ARPA) dovranno concentrarsi.
In quest'ottica il presente lavoro si propone di fornire dei primi indirizzi tecnici volti a individuare gli elementi fondamentali per l'avvio di una procedura di vigilanza mirata ed efficace, prevedendo una prima rassegna esemplificativa di situazioni pericolose che potrebbero presentarsi e dare avvio ad azioni di vigilanza.

1. Introduzione

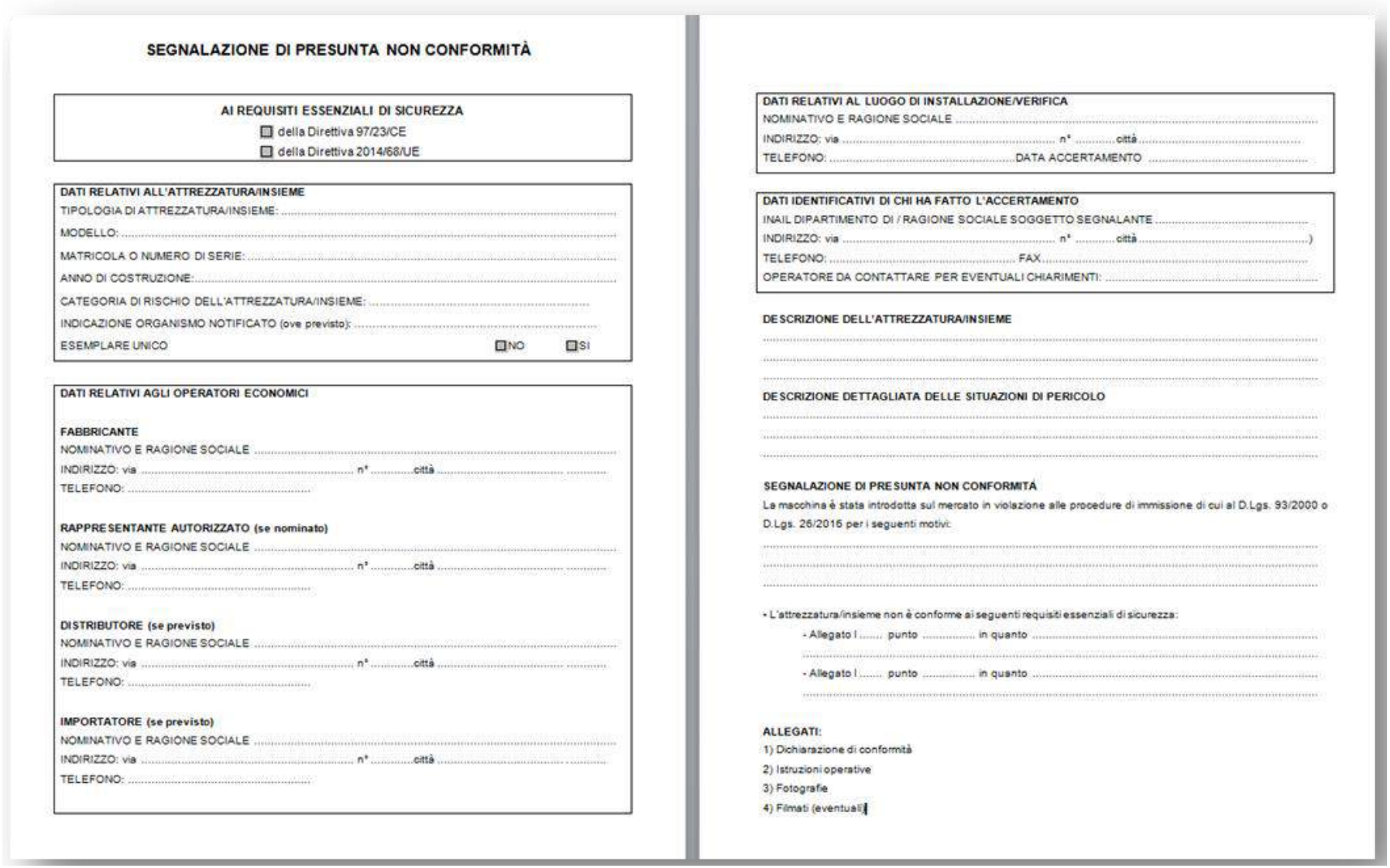
La direttiva 2014/68/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione, comunemente detta PED, disciplina la progettazione, la costruzione, l'equipaggiamento e l'installazione in sicurezza di attrezzature e insiemi a pressione ricadenti nel campo di applicazione della direttiva stessa.
In particolare l'allegato I alla PED definisce i requisiti essenziali di sicurezza che le attrezzature/insiemi a pressione devono soddisfare per la libera circolazione nel mercato comunitario, allo scopo di armonizzare le legislazioni nazionali degli Stati Membri relative alla valutazione del progetto, della produzione, del collaudo e della conformità delle attrezzature e degli insiemi a pressione, individuando nei cosiddetti operatori economici (fabbricante, rappresentante autorizzato, importatore e distributore) i responsabili della loro messa a disposizione.

Al fine di verificare il rispetto dei requisiti essenziali prescritti dalla direttiva, come per altre direttive di prodotto, anche la PED prevede, al capo 5, che ciascuno Stato Membro attui la vigilanza del mercato.
L'obiettivo di tale vigilanza è garantire che i prodotti siano conformi ai requisiti stabiliti dalla direttiva e non pregiudichino la salute, la sicurezza o qualsiasi altro aspetto della protezione del pubblico interesse, in uno spirito di cooperazione tra le autorità e gli operatori economici per il comune obiettivo della messa a disposizione di prodotti sicuri .
Ciascuno Stato organizza in totale autonomia il processo di vigilanza, ferme restando le indicazioni di carattere generale contenute nel regolamento N. 765/2008 del Parlamento Europeo e del Consiglio, che definisce gli obblighi di ciascuno Stato Membro in materia di vigilanza, i rapporti tra gli Stati e con la Commissione e i poteri delle autorità di vigilanza rispetto agli operatori economici, responsabili dell'immissione sul mercato dei prodotti. In sede comunitaria di PED ADCO Group (Commission for **Ad**ministrative **Co**-operation), partendo dalle indicazioni di cui al succitato regolamento, Francia, Regno Unito, Norvegia e Germania hanno sviluppato una linea guida [1] per armonizzare la gestione della vigilanza del mercato nel settore delle attrezzature a pressione, ma si tratta esclusivamente di un documento di indirizzo, assolutamente non vincolante.
In Italia il decreto di recepimento della direttiva 2014/68/UE, D.Lgs. 26 del 15 febbraio 2016, individua nel Ministero dello Sviluppo Economico e nel Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali le autorità di vigilanza e riconosce ad Inail il ruolo di organo tecnico per gli accertamenti.
Le autorità sono incaricate di vigilare sul rispetto dei requisiti di sicurezza individuati nella PED, effettuando una valutazione della conformità dell'attrezzatura o insieme, qualora si ravvisino rischi per la salute e l'incolumità di persone, animali domestici o beni materiali. L'attivazione di tale procedura di accertamento è operata dagli organi di vigilanza competenti nell'espletamento delle loro funzioni ispettive in materia di salute e sicurezza sul lavoro e da soggetti verificatori (Inail, ASL o ARPA, soggetti abilitati) nel corso delle verifiche periodiche, per quanto concerne le attrezzature di lavoro di cui all'allegato VII al D.Lgs. 81/08 e s.m.i., in conformità a quanto previsto al punto 3.1.4 dell'allegato II al D.M. 11/04/2011.

2. La segnalazione di non conformità

Per avviare una procedura di vigilanza del mercato, anche al fine di ottimizzare la successiva fase di accertamento delle presunte carenze, è necessario che sia fornita dal soggetto segnalante una serie di informazioni che consentano alle autorità di definire chiaramente su basi oggettive alcuni elementi necessari alla successiva fase di valutazione.
In primis è essenziale individuare in modo univoco gli operatori economici coinvolti per consentire alle autorità di identificare correttamente i responsabili della messa a disposizione ovvero coloro ai quali richiedere le informazioni necessarie alle valutazioni di competenza e gli eventuali successivi interventi correttivi per la messa in conformità. Altro elemento fondamentale è la chiara illustrazione della situazione di pericolo ravvisata: si tratta di una sintetica, ma dettagliata descrizione delle condizioni di pericolo determinate dall'utilizzo dell'attrezzatura/insieme.
Infine, per poter attivare l'iter di vigilanza è indispensabile tradurre le carenze individuate in violazioni alla direttiva PED (requisiti e/o articoli), riportando, ove presenti, i riferimenti a norme armonizzate pertinenti quali espressione del livello minimo di sicurezza che il fabbricante è tenuto ad assicurare. Non tutte le situazioni di pericolo, infatti, sono imputabili a carenze costruttive e quindi comportano l'attivazione di una procedura di vigilanza del mercato: in alcuni casi si tratta di condizioni determinate da un utilizzo

improprio dell'attrezzatura/insieme (ad esempio utilizzo di un fluido diverso rispetto a quello di progetto), da carenze manutentive, da eventuali manomissioni e/o modifiche apportate dall'utilizzatore/datore di lavoro rispetto alla configurazione originariamente prevista dal fabbricante.
In queste eventualità, pur sussistendo le condizioni di pericolo per gli utilizzatori, l'attivazione di una segnalazione di non conformità risulta impropria, dal momento che non sussistono responsabilità a carico degli operatori economici, ma le deficienze riscontrate, e conseguentemente i pericoli che ne discendono, sono da ascrivere all'utilizzatore/datore di lavoro.
Naturalmente non è sempre agevole determinare dette responsabilità, ma indubbiamente l'esperienza consente di affinare tale capacità di discernimento, soprattutto attraverso un'attenta valutazione delle condizioni di installazione, utilizzo e manutenzione che il fabbricante prescrive, quali imprescindibili condizioni di riferimento.
Altro elemento da considerare nella definizione di un'azione di vigilanza del mercato è senza dubbio la difficoltà di individuare i cosiddetti vizi occulti; si tratta di carenze del prodotto non immediatamente rilevabili dall'utilizzatore/datore di lavoro o dal soggetto segnalante, ma che necessitano spesso di interventi di approfondimento. Considerate le caratteristiche costruttive di attrezzature/insiemi a pressione e in particolare il rilievo che ai fini della sicurezza rivestono, ad esempio, elementi quali la scelta dei materiali di realizzazione, la definizione del processo di saldatura e la sua successiva esecuzione, nel settore della pressione molti saranno i casi nei quali solo a seguito di interventi di controllo approfonditi, per esempio in occasione delle visite interne previste dal legislatore su talune attrezzature/insiemi (cfr. D.M. 329/04 e D.M. 11 aprile 2011), sarà possibile rilevare eventuali deficienze in fase costruttiva. L'esperienza e soprattutto la possibilità, come nel settore delle macchine, di costruire una vera e propria banca dati, che raccolga, organizzandole, tutte le informazioni caratterizzanti ciascun intervento di vigilanza del mercato, potrà offrire a tutti i soggetti a vario titolo coinvolti, preziose indicazioni anche per la fase di avvio, individuando, ad esempio, gli elementi ai quali prestare particolare attenzione in fase di controllo, sia per il rilievo in termini di sicurezza sia per gli esiti di esperienze pregresse. A supporto di questa fase di individuazione dei requisiti essenziali di sicurezza da contestare agli operatori economici, a seguito di situazioni pericolose ravvisate su attrezzature/impianti a pressione, nel paragrafo seguente verrà proposta, a titolo esemplificativo, una prima rassegna di alcune condizioni pericolose con l'indicazione dei requisiti essenziali di sicurezza cui si riferiscono.
A titolo esemplificativo si riporta di seguito il modello di segnalazione di presunta non conformità alla direttiva PED (fig. 1), che potrebbe essere adottato dai tecnici Inail in fase di verifica periodica; lo schema proposto, in analogia a quanto previsto nel settore delle macchine, recupera tutte le informazioni necessarie ad una corretta attivazione del procedimento di vigilanza e, ove opportunamente integrato, potrebbe costituire un format da estendere anche agli altri soggetti segnalanti.



SEGNALAZIONE DI PRESUNTA NON CONFORMITÀ

AI REQUISITI ESSENZIALI DI SICUREZZA

☐ della Direttiva 97/23/CE

☐ della Direttiva 2014/68/UE

DATI RELATIVI ALL'ATTREZZATURA/INSIEME

TIPOLOGIA DI ATTREZZATURA/INSIEME: .....

MODELLO: .....

MATRICOLA O NUMERO DI SERIE: .....

ANNO DI COSTRUZIONE: .....

CATEGORIA DI RISCHIO DELL'ATTREZZATURA/INSIEME: .....

INDICAZIONE ORGANISMO NOTIFICATO (ove previsto): .....

ESEMPLARE UNICO ☐NO ☐SI

DATI RELATIVI AGLI OPERATORI ECONOMICI

FABBRICANTE

NOMINATIVO E RAGIONE SOCIALE .....

INDIRIZZO: via ..... n° .....città .....

TELEFONO: .....

RAPPRESENTANTE AUTORIZZATO (se nominato)

NOMINATIVO E RAGIONE SOCIALE .....

INDIRIZZO: via ..... n° .....città .....

TELEFONO: .....

DISTRIBUTORE (se previsto)

NOMINATIVO E RAGIONE SOCIALE .....

INDIRIZZO: via ..... n° .....città .....

TELEFONO: .....

IMPORTATORE (se previsto)

NOMINATIVO E RAGIONE SOCIALE .....

INDIRIZZO: via ..... n° .....città .....

TELEFONO: .....

DATI RELATIVI AL LUOGO DI INSTALLAZIONE/VERIFICA

NOMINATIVO E RAGIONE SOCIALE .....

INDIRIZZO: via ..... n° .....città .....

TELEFONO: .....DATA ACCERTAMENTO .....

DATI IDENTIFICATIVI DI CHI HA FATTO L'ACCERTAMENTO

INAIL DIPARTIMENTO DI / RAGIONE SOCIALE SOGGETTO SEGNALANTE .....

INDIRIZZO: via ..... n° .....città .....)

TELEFONO: ..... FAX.....

OPERATORE DA CONTATTARE PER EVENTUALI CHIARIMENTI: .....

DESCRIZIONE DELL'ATTREZZATURA/INSIEME

.....

.....

.....

DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE SITUAZIONI DI PERICOLO

.....

.....

.....

SEGNALAZIONE DI PRESUNTA NON CONFORMITÀ

La macchina è stata introdotta sul mercato in violazione alle procedure di immissione di cui al D.Lgs. 93/2000 o D.Lgs. 26/2016 per i seguenti motivi:

.....

.....

.....

- L'attrezzatura/insieme non è conforme ai seguenti requisiti essenziali di sicurezza:

  - Allegato I ..... punto ..... in quanto .....

    .....

  - Allegato I ..... punto ..... in quanto .....

    .....

ALLEGATI:

1) Dichiarazione di conformità
2) Istruzioni operative
3) Fotografie
4) Filmati (eventuali)

Figura 1. Modello di segnalazione di presunta non conformità

3. Esempi di indirizzi tecnici per l'accertamento di non conformità alla direttiva 2014/68/UE

Il processo di verifica della conformità delle attrezzature e insiemi a pressione ai requisiti essenziali di sicurezza previsti dalla direttiva 2014/68/UE può rilevare carenze di tipo sia formale, legate alla marcatura e alla documentazione di accompagno del prodotto, che sostanziale, riconducibili alle fasi di progettazione, fabbricazione, scelta dei materiali, ecc., con conseguenti rischi per la salute o la sicurezza delle persone o per gli animali domestici o i beni materiali.

Le prime, richiamate specificatamente all'art. 43 della direttiva, possono essere rilevate, ad esempio, durante la fase di esame documentale previsto dalla verifica di funzionamento di cui al punto 4.3.1.1 dell'Allegato II al D.M.11/04/2011, e sono da ricondurre a:

- marcatura CE apposta in violazione dell'art. 30 del regolamento (CE) n. 765/2008 o dell'art. 19 della direttiva;
- marcatura CE non apposta sull'attrezzatura o insieme a pressione;
- numero di identificazione dell'organismo notificato coinvolto nella fase di controllo della produzione apposto in violazione dell'art. 19 o non apposto;
- marcatura e etichettatura di cui all'allegato I, punto 3.3, non apposte o apposte in violazione dell'art. 19 o dell'allegato I, punto 3.3;
- dichiarazione di conformità UE non compilata;
- dichiarazione di conformità UE non compilata correttamente;
- documentazione tecnica non disponibile o incompleta;
- informazioni di cui all'art. 6, paragrafo 6, o all'art. 8, paragrafo 3, assenti, false o incomplete;
- qualsiasi altra prescrizione amministrativa di cui all'art. 6 o all'art. 8 non rispettata.

La seconda tipologia di carenze, che, come detto, può causare reali rischi per la salute o la sicurezza delle persone o per gli animali domestici o i beni materiali, è di più difficile accertamento, richiedendo una consolidata esperienza del tecnico che esegue l'esame visivo o, in molti casi, il ricorso a specifici controlli non distruttivi, ad esempio nelle verifiche periodiche successive alla prima.
Ad oggi non sono fruibili documenti tecnici di approfondimento in materia, banche dati o rapporti, come quello redatto da Inail per l'attività sorveglianza del mercato per i prodotti rientranti nel campo di applicazione della direttiva Macchine, che permettano di estrapolare indirizzi operativi per l'accertamento di non conformità. Sono disponibili esclusivamente poche analisi generali sulle azioni svolte per controllo del mercato alla direttiva 97/23/CE, come quella elaborata dal governo norvegese a seguito di una campagna condotta negli anni 2011 e 2012 su serbatoi per gas di petrolio liquefatti (GPL) marcati CE [2]. L'indagine è stata svolta riferendosi ai requisiti di sicurezza della direttiva e alle soluzioni tecniche previste dalla serie di norme armonizzate EN 13445-1 sui recipienti a pressione non esposti a fiamma. Sono state definite 24 non conformità, distinte in conformità formali e sostanziali e nello specifico:

- 8 per serbatoi costruiti in base alla EN 12542, norma armonizzata per la progettazione e fabbricazione di serbatoi fissi cilindrici di acciaio saldato, per gas di petrolio liquefatti (GPL), prodotti in serie, di capacità geometrica fino a 13m^3,
- 8 per serbatoi fabbricati secondo specifiche tecniche riportate nel codice nazionale tedesco AD 2000,
- 8 per serbatoi realizzati seguendo la raccolta italiana VSR.

In tabella 1 si riporta una sintesi dei risultati di suddetto report.

Serbatoi non conformi	Valutazione di conformità ai requisiti della direttiva 97/23/CE e della EN 13445	
	Non conformità formali	Non conformità sostanziali
Costruiti in base alla EN 12542	6	2
Costruiti in base al codice AD 2000	6	2
Costruiti in base alla raccolta VSR	8	-
Totale	**20**	**4**

Tabella 1. Sintesi delle non conformità su serbatoi GPL di cui all'indagine del governo norvegese

Tali risultati confermano la preponderanza delle non conformità formali, indiscutibilmente determinata da una più agevole rilevabilità rispetto alle sostanziali.
In considerazione di questa lacuna di conoscenze di seguito si forniscono degli indirizzi tecnici su alcune possibili situazioni di non conformità sostanziali ai requisiti di sicurezza di progettazione, fabbricazione e scelta dei materiali previsti dall'allegato I alla PED.
L'esperienza ha evidenziato che sugli apparecchi a pressione è possibile riscontrare oggettivamente dei difetti sostanziali [3], riconducibili:

- al processo di progettazione, fabbricazione e scelta dei materiali, imputabili al fabbricante e, quindi, motivi validi per l'avvio di un iter di vigilanza del mercato;
- alle condizioni di installazione ed esercizio, ad eventuali riparazioni o ad altri interventi tecnici dopo la messa in servizio, imputabili all'utilizzatore/datore di lavoro che non devono attivare un'azione di vigilanza.

I più rilevanti sono:

- cricche e fessurazioni nel materiale,
- cricche sulle saldature,
- corrosioni e incrostazioni di varia natura,
- riduzioni di spessore nei materiali,
- deformazioni permanenti,
- non corretta mandrinatura di tubi.

Fermi restando in capo all'utilizzatore/datore di lavoro la conduzione secondo la destinazione d'uso delle attrezzature e insiemi a pressione prevista dal fabbricante, le attività di manutenzione e controllo indicate nelle istruzioni operative e gli obblighi di messa in servizio e verifica periodica prescritti dalla legislazione vigente in materia, di seguito si riportano alcuni esempi di anomalie maggiormente riscontrabili su dette attrezzature e insiemi presumibilmente imputabili al processo di progettazione, fabbricazione e scelta dei materiali e, quindi, potenziali motivi per l'avvio di un'azione di vigilanza del mercato. Inoltre al fine di tradurre dette situazioni pericolose in segnalazioni di non conformità alla PED, si è cercato di correlarle ai corrispondenti requisiti essenziali di sicurezza presumibilmente violati.
Una situazione di pericolo può essere ricondotta a dei difetti originari propri del materiali costituente l'attrezzatura o insieme a pressione ovvero determinata dal processo di fabbricazione.
A volte, infatti, può verificarsi che il materiale di fabbricazione presenti in origine delle discontinuità interne (inclusioni, porosità, ecc.) che condizionano negativamente l'esito di alcune successive lavorazioni per la costruzione dell'attrezzatura/insieme a pressione; in altri casi, invece, possono riscontrarsi nelle lamiere che costituiranno il fasciame dell'attrezzatura delle tensioni residue, determinate dal processo di formatura a mezzo calandratura a freddo, che potrebbero produrre dei difetti durante l'utilizzo.
Nella maggioranza dei casi questi difetti non possono essere rilevati al momento dell'immissione e messa a disposizione sul mercato del prodotto, ma si rilevano nel corso

dell'esercizio dell'attrezzatura con la formazione di cricche rilevabili attraverso un esame visivo o eseguendo specifici controlli non distruttivi [4 e 5].
In entrambi i casi summenzionati si configurerebbe quindi una presunta non conformità del prodotto ascrivibile al fabbricante: in particolare nel primo caso il requisito violato sarebbe il 4.1 di cui alla parte 4 "Materiali" dell'allegato I alla direttiva, nel secondo quelli relativi alla parte 3 "Fabbricazione" e nello specifico i RES 3.1.1 "Preparazione dei componenti" e 3.1.4 "Trattamento termico".
In altre circostanze la situazione di pericolo potrebbe essere riferita agli accessori di sicurezza. Questo è il caso in cui, ad esempio, una norma tecnica armonizzata specifica per un'attrezzatura a pressione prevede determinati dispositivi di sicurezza e controllo, mentre l'attrezzatura oggetto di verifica presenta un livello di sicurezza inferiore a quello dello standard, configurandosi in questo caso una non conformità al RES 1.1 della parte 1 "Norme di carattere generale" dell'allegato I alla direttiva. Si potrebbero anche trovare accessori di sicurezza che non rispettano principi di progettazione appropriati per ottenere una protezione adeguata ed affidabile, non trattandosi di sistemi "fail-safe", a ridondanza, di autocontrollo o basati sulla diversità, con la conseguente violazione del RES 2.11.1 della parte 2 "Progettazione" dell'allegato I alla direttiva 2014/68/UE.
Un'altra situazione di pericolo riscontrabile potrebbe essere quella in cui un'attrezzatura o un insieme a pressione, destinati a contenere una sostanza dannosa per il materiale di costruzione o che possa in modo ragionevolmente prevedibile produrre altri meccanismi di deterioramento, non sia stato progettato e costruito in modo tale da consentire tutte le ispezioni necessarie per garantirne la sicurezza. La mancanza, infatti, di idonei mezzi per verificare le condizioni dell'attrezzatura/insieme a pressione al suo interno, quali aperture che consentano l'accesso fisico sicuro ed ergonomico dell'operatore o altri mezzi che permettano di garantire lo stato di sicurezza dell'attrezzatura di lavoro, si configura come una violazione ai requisiti previsti dalla parte 2 "Progettazione" dell'allegato I alla direttiva 2014/68/UE ed in particolare al RES 2.4 "Mezzi di ispezione".
Per attrezzature a pressione particolari, come i serbatoi per il trasporto di polveri su autotelai, invece, potrebbero presentarsi cedimenti strutturali in corrispondenza delle saldature selle-fasciame, se non sono state opportunamente stimate le sollecitazioni dinamiche dovute alle condizioni di esercizio ragionevolmente prevedibili legate alla mobilità. La non adeguata valutazione delle sollecitazioni cui è sottoposta un'attrezzatura si configura come una violazione a quanto previsto dalla parte 2 "Progettazione" dell'allegato I alla direttiva 2014/68/UE e specificatamente al RES 2.2 "Progettazione ai fini di una resistenza adeguata". La stessa inosservanza potrebbe essere rilevata nel caso di generatori di vapore in cui si riscontrassero danneggiamenti per corrosione per l'accoppiamento di due metalli il cui potenziale elettrochimico sia notevolmente diverso. In questo caso sarebbe da contestare contestualmente anche il RES 4.1 di cui alla parte 4 "Materiali".
Un ulteriore frequente anomalia è la presenza di incrostazioni sulla tubazione di scarico di alcune attrezzature o in impianti a funzionamento saltuario dove non è previsto l'uso di acqua trattata per mancanza di un mezzo di sfiato. In questo caso dovrà essere rilevata una non conformità al RES 2.5 "Mezzi di scarico e di sfiato" della parte 2 "Progettazione" dell'allegato I.
Una violazione alla direttiva potrebbe anche essere ricondotta non specificatamente ad un requisito di sicurezza, ma correlata alle procedure di classificazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi. In alcuni casi, infatti, potrebbe essere contestato direttamente l'art. 13 della direttiva laddove il fabbricante abbia classificato le attrezzature o l'insieme a pressione in modo errato ad esempio nel caso di un recipiente costituito da più scomparti ovvero contenente più fluidi.

Si riporta di seguito una tabella (tab. 2) che sintetizza le situazioni pericolose sopra descritte, correlandole ai requisiti di sicurezza eventualmente contestabili in fase di vigilanza del mercato.

Tipologia di attrezzatura/insieme	**Origine dell'anomalia**	**Situazione pericolosa**	**RES non conforme dell'allegato I alla direttiva**
Tutte le tipologie	Difetti originari propri del materiali costituente l'attrezzatura per discontinuità interne (inclusioni, porosità, ecc.)	Manifestazione di cricche	RES 4.1 di cui alla parte 4 "Materiali"
Tutte le tipologie	Processo di fabbricazione	Produzione di difetti durante l'utilizzo	RES 3.1.1 "Preparazione dei componenti" e 3.1.4 "Trattamento termico" della parte 3 "Fabbricazione"
Tutte le tipologie	Accessori di sicurezza non presenti	Possibile superamento dei limiti ammissibili previsti dalla destinazione d'uso dell'attrezzatura/insieme	RES 1.1 della parte 1 "Norme di carattere generale"
Tutte le tipologie	Accessori di sicurezza non adeguati	Protezione non adeguata ed affidabile dell'attrezzatura/insieme	RES 2.11.1 della parte 2 "Progettazione"
Tutte le tipologie	Fluido dannoso per il materiale di costruzione	Mancanza di idonei mezzi per verificare le condizioni dell'attrezzatura/insieme a pressione al suo interno per garantirne la sicurezza.	RES 2.4 "Mezzi di ispezione" della parte 2 "Progettazione"
Serbatoi per il trasporto di polveri su autotelai	Sollecitazioni dinamiche dovute alle condizioni di esercizio	Cedimenti strutturali in corrispondenza delle saldature selle-fasciame	RES 2.2 "Progettazione ai fini di una resistenza adeguata" della parte 2 "Progettazione"
Generatori di vapore	Scelta di materiali con potenziale elettrochimico notevolmente diverso	Manifestazione di danneggiamenti per corrosione	RES 2.2 "Progettazione ai fini di una resistenza adeguata" della parte 2 "Progettazione" e RES 4.1 di cui alla parte 4 "Materiali"
Attrezzature/impianti a funzionamento saltuario	Acqua non trattata come fluido	Manifestazione di incrostazioni per mancanza di un mezzo di sfiato	RES 2.5 "Mezzi di scarico e di sfiato" della parte 2 "Progettazione"

Tabella 2. Esempi di correlazione tra situazioni pericolose e RES della PED

4. Conclusioni

La vigilanza del mercato di attrezzature/insiemi a pressione rappresenta lo strumento di controllo che gli Stati membri attivano al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni della direttiva PED, garantendo la circolazione di prodotti sicuri e una concorrenza leale.
Questa attività consente alle autorità di vigilanza, una volta verificate, a seguito di accertamento tecnico da parte di Inail, le carenze rilevate in fase di segnalazione, di attivare l'intervento correttivo degli operatori economici, al fine di ripristinare le condizioni di conformità dell'attrezzatura/insieme.
Uno degli aspetti più rilevanti dell'attività di vigilanza è senza dubbio il suo impatto: una volta confermate, infatti, le non conformità segnalate, la fase di adeguamento prescritta dall'autorità coinvolge, non solo l'esemplare oggetto di segnalazione, ma, come previsto dall'art. 8-bis comma 6 del D.Lgs. 26/2016, tutte le attrezzature/insiemi interessati messi a disposizione nel mercato comunitario. La procedura, laddove si ipotizzi una diffusione esterna al territorio nazionale, prevede un'informativa anche agli altri Stati degli esiti delle valutazioni condotte e dei provvedimenti adottati. Nei casi, invece, in cui l'operatore economico non dovesse procedere all'adeguamento dei prodotti immessi sul mercato entro i termini prescritti dall'autorità competente, il Ministero dello Sviluppo Economico è tenuto ad adottare misure provvisorie che proibiscano o limitino la messa a disposizione sul mercato nazionale di attrezzature/insiemi, per ritirarli o richiamarli dal mercato.
Fondamentale in questo panorama, per l'ottimizzazione dell'efficacia del processo di vigilanza del mercato, è la cooperazione tra gli Stati Membri, promuovendo l'utilizzo di prodotti specifici che consentano lo scambio delle informazioni (ad esempio tramite RAPEX, ICSMS, CIRCA, ecc.) in un contesto di mercato globalizzato in cui le sinergie consentono di evitare duplicazioni di interventi, con notevole contenimento di spesa sia per le autorità preposte alla vigilanza che per gli operatori economici, che, potendo intervenire prima, possono contenere i costi di un eventuale percorso di adeguamento.
La vigilanza nel settore delle attrezzature a pressione rappresenta sicuramente una novità di rilievo del nuovo decreto di recepimento: nonostante, infatti, fosse già prevista anche nella precedente direttiva, la nuova versione definisce un'articolazione maggiormente dettagliata con il coinvolgimento di Inail quale organo tecnico, che, in virtù della decennale esperienza raggiunta nel settore, soprattutto grazie alle attività di verifica condotte negli anni e alle competenze maturate nell'attività di sorveglianza del mercato delle macchine, potrà offrire un significativo contributo nella definizione di un iter di vigilanza che possa massimizzarne i risultati.
In primo luogo sicuramente sarebbe auspicabile avviare un iter formativo del personale preposto all'attivazione delle segnalazioni di presunta non conformità, al fine di uniformare l'approccio degli operatori, condividere le esperienze finora condotte nel campo e promuovere comportamenti quanto più conformi ai dettami legislativi.
Inoltre, sulla stregua dell'esperienza della sorveglianza nel settore delle macchine, sarà fondamentale la realizzazione di uno strumento di gestione di tutti i dati inerenti l'attività di vigilanza per attrezzature e insiemi a pressione, che possa offrire la possibilità di analisi, per tipologia di attrezzatura/insieme, per situazione di rischio evidenziata, o altri criteri, al fine di rilevare situazioni di criticità e attivare azioni di approfondimento, che potrebbero, ad esempio, rientrare negli ambiti di ricerca ed innovazione tecnologica sviluppati da Inail.

5. Bibliografia

[1] PED ADCO, Market surveillance procedures according to the Pressure Equipment Directive, Version 1.0, approved ADCO meeting of 23/10/2013.

[2] Norvegian Directorate for civili protection. Report. Market surveillance of LPG-tanks in 2011 and 2012. Anno 2013 [ISBN: 978-82-7768-317-1].

[3] Gruppo Regionale Apparecchi a Pressione dell'Assessorato alla Sanità della Regione Emilia Romagna. Anomalie degli apparecchi a pressione. Materiali ventidue. Ristampa aggiornata anno 2002.

[4] De Petris C, Mennuti C, Delle Site C. Linea guida: l'esame visivo su attrezzature a pressione. 2006. Ispesl.

[5] De Petris C, Mennuti C, Inguì G. Esame visivo e spessimetria procedura sperimentale di verifica delle attrezzature a pressione. Disegno di linee guida e strumenti operativi. 2012. Inail [ISBN 978-88-7484-249-0].

Il quadro normativo e tecnico di riferimento inerente lo stoccaggio e il rifornimento di GNL negli impianti di distribuzione stradale

C. Di Girolamo*, M. R. Vallerotonda**, D. Pegorari***

*Inail - UOT di Piacenza
**Inail - DIT
***Vanzetti Engineering

Sommario

Gli impianti di distribuzione di gas naturale installati nelle stazioni di servizio sono assoggettati a prescrizioni di prevenzione incendi e di sicurezza impiantistica, a limitazioni di natura urbanistica oltre che a vincoli di salvaguardia ambientale.
L'analisi di rischio per le installazioni di GNL (Gas Naturale Liquefatto) con serbatoio di stoccaggio criogenico deve tener conto sia delle caratteristiche di criogenia che di infiammabilità associabili alla particolare evoluzione dinamica del GNL.
Le norme tecniche europee dedicate al GNL approfondiscono molti degli aspetti costruttivi e di sicurezza delle installazioni e degli equipaggiamenti, ma per quanto riguarda i criteri di progettazione la maggior parte delle norme applicabili al settore criogenico escludono proprio il GNL dal loro campo di applicazione, e, quindi, non possono essere applicate per analogia quando il fluido criogenico è il GNL. Da quanto sopra, emerge un quadro normativo non completo e la necessità, da parte degli addetti e degli utilizzatori, di avere a disposizione strumenti normativi aggiornati sulla materia in argomento.
Gli autori del presente contributo hanno effettuato una disamina della normativa vigente in materia di sicurezza delle suddette installazioni con lo scopo di ricomporre il quadro tecnico-normativo esistente, con particolare attenzione alla disciplina impiantistica e di prevenzione incendi degli impianti stradali e delle attrezzature di stoccaggio primarie.

1. Elementi introduttivi

1.1 Descrizione del prodotto GNL

Il GNL è un liquido criogenico, incolore, inodore, non tossico e non corrosivo composto da una miscela di idrocarburi, prevalentemente metano C_2H_4 e da altri alcani come l'etano C_2H_6, il propano C_3H_6 e il butano C_4H_{10}, azoto (N_2) e altre impurità. Gli idrocarburi più complessi, come i composti di biossido di carbonio e zolfo, vengono rimossi durante la fase di produzione. Il Gas Naturale Liquefatto deriva, dopo i previsti trattamenti di liquefazione, dal Gas Naturale (GN). Quest'ultimo è definito come una miscela complessa di idrocarburi, composta principalmente da metano, ma che generalmente include, in quantità sensibilmente minori, etano, propano, idrocarburi superiori e alcuni altri gas non combustibili come ad esempio azoto e anidride carbonica. Il gas naturale (GN), prima della sua liquefazione per raffreddamento, viene purificato nei paesi produttori dai gas acidi (CO_2 e H_2S) e dagli idrocarburi pesanti (C_{5+} e superiori), nonché da una buona parte di etano, propano e butani in quanto la loro presenza nel GNL è fortemente limitata da ragioni tecniche (per esempio rischi di solidificazione durante il raffreddamento oppure corrosione). Secondo la norma EN ISO 14532 il GNL (o anche nell'acronimo inglese LNG) è un "*gas naturale che ha subito un trattamento di liquefazione onde poter essere stoccato o trasportato*". Il gas naturale GN diventa quindi GNL dopo trattamenti di purificazione e successiva liquefazione per raffreddamento a circa – 160°C, temperatura a cui viene stoccato a pressione pressoché atmosferica occupando un volume di 600 volte inferiore

rispetto alla condizione gassosa di partenza. Per quest'ultimo motivo esso può essere agevolmente stoccato e trasportato. La composizione del GNL comprende una quantità di metano sempre superiore al 75% e la massa volumica è normalmente compresa fra 425 e 485 Kg/m^3, in dipendenza anche della temperatura (vedasi proprietà termofisiche del GNL riportate in tabella 1).

TAB. 1 – Proprietà termo-fisiche del GNL	
Boiling point	*-162°C*
Molecular Weight	*16 – 19 g/mol*
Density	*425 – 485 kg/m^3*
Specific Heat Capacity	*2,2 – 3,7 kJ/kg/°C*
Viscosity	*0,11 – 0,18 mPa·s*
Higher Heat Value	*38 – 44 MJ/m^3*

Allo stato liquido il GNL può essere facilmente stoccato in appositi serbatoi, immesso nelle navi metaniere e trasportato per lunghe distanze fino ai mercati finali di consumo, dove viene rigassificato e distribuito. Il gas naturale è da tempo riconosciuto come il più pulito tra i combustibili fossili. La sua combustione produce soprattutto vapore acqueo e anidride carbonica in quantità limitata (molto inferiore rispetto a petrolio e carbone), senza praticamente alcun altro residuo, né polveri, fuliggine o metalli pesanti. Il gas naturale liquefatto rappresenta una delle fonti di energia il cui utilizzo sta crescendo velocemente.
Il GNL è un combustibile pulito che non contiene zolfo, la cui semplicità molecolare consente una combustione con ridottissimi residui solidi. La progressiva affermazione del GNL nell'impiego nei settori del trasporto ed in quello delle utenze civili e industriali di grande taglia produrrà la progressiva sostituzione dei prodotti energetici dall'impatto ambientale più consistente e sarà in grado di apportare sia benefici in termini di emissioni di gas ad effetto serra, di polveri sottili e di NOx e SOx sia, come nel caso dei trasporti terrestri, vantaggi in termini di riduzione del rumore ambientale prodotto dai motori dei veicoli.

2. Aspetti di sicurezza legati all'utilizzo del GNL

2.1 - GNL disperso nell'ambiente per evaporazione istantanea

Quando il GNL è disperso al suolo – come nel caso di una fuoriuscita accidentale, dopo un periodo di intensa ebollizione iniziale, la velocità di evaporazione decresce rapidamente per stabilizzarsi ad un valore costante determinato dalle caratteristiche termiche del suolo e dagli apporti di calore provenienti dall'ambiente circostante esterno.
Dove si ha possibilità di fuoruscita, questa velocità può essere ridotta significativamente utilizzando superfici termicamente isolate. Quando la fuoriuscita avviene sull'acqua, la convezione nell'acqua è così intensa che la velocità di evaporazione per unità di superficie rimane costante. Inizialmente il gas prodotto per evaporazione risulta a temperatura praticamente identica a quella del GNL ed è più denso dell'aria ambiente a causa della bassa temperatura. Questo gas inizialmente si presenta come uno strato che lambisce il suolo limitrofo, successivamente riceve calore dall'ambiente circostante. Una volta che la temperatura raggiunge -113°C per il metano puro o -80°C per il GNL (in funzione della composizione) il vapore inizia ad essere più leggero dell'aria e tende a disperdersi verso l'alto. In seguito a fuoriuscite si formano nuvole di nebbia per condensazione del vapore acqueo nell'atmosfera.
In altri termini, il comportamento del GNL - che come detto non ha un colore caratteristico – in caso di rilascio in atmosfera può creare una pozza di liquido trasparente che, a contatto con il suolo o anche un bacino di contenimento, assorbe calore molto

velocemente ed evapora raffreddando l'aria circostante; tale raffreddamento produce un effetto di condensazione dell'umidità dell'aria generando una nebbia lattiginosa. I vapori prodotti dall'evaporazione del GNL sono inizialmente più densi dell'aria (in rapporto 1,5 a 1) e tendono a mantenersi in prossimità del terreno. Ma la densità si riduce molto velocemente all'aumentare della temperatura ed entro pochi metri dal punto di rilascio i vapori iniziano ad avere una densità inferiore all'aria e ad assumere un moto ascensionale che è in grado di allontanarli dal suolo e da possibili fonti di accensione.
In ogni caso, in seguito ad una fuoriuscita, le nuvole di "nebbia" si formano per condensazione del vapore acqueo nell'atmosfera. Quando la nebbia è visibile - di giorno e in assenza di nebbia naturale - essa è un utile indicatore della traiettoria del gas evaporato e la nuvola fornisce un'indicazione cautelativa dell'estensione della miscela infiammabile gas naturale-aria. In caso di perdita da un contenitore in pressione o tubazioni, il GNL fuoriesce sotto forma di getto nell'atmosfera espandendosi ed evaporando simultaneamente. Questo fenomeno si accompagna ad un'intima miscelazione con l'aria. Una gran parte del GNL è contenuta nella nuvola gassosa inizialmente sotto forma di aerosol. Alla fine il GNL sotto tale forma vaporizza continuando a mescolarsi con l'aria.
In ogni caso, deve essere evitata la combustione in torcia continua o lo sfiato continuativo del gas in atmosfera per evaporazione o vaporizzazione istantanea.
Si deve riferire che in questo ambito la messa in opera di elementi di confinamento fisico o di barriere([1]) possono rappresentare un'efficace modalità di protezione delle attività limitrofe da eventuali dispersioni di GNL, in quanto viene consentito al fluido accidentalmente rilasciato di permanere in un'area semiconfinata per il tempo necessario ad assorbire una determinata quantità di calore atta a consentire al fluido il comportamento tipico dei gas leggeri e quindi la dispersione verso l'alto in atmosfera.
In generale, la vasca (o fossa) di contenimento viene concepita per il contenimento di liquido criogenico e per la sua dispersione in caso di perdita accidentale; lo scopo è pertanto quello di raccogliere il liquido criogenico in caso di perdita e viene dimensionata per una capacità di contenimento pari al contenuto del serbatoio.
Si tenga conto che il GNL una volta disperso non lascia residui sul terreno o in acqua.

2.2 - Esplosione e incendio di GNL

Il GNL viene trasportato e stoccato a temperatura criogenica e ha normalmente un contenuto di metano che varia dall'85% al 96% in volume. Il GNL, una volta rigassificato, torna ad essere, nei pertinenti limiti di infiammabilità, un gas infiammabile. Ne discende che i rischi sono quelli riconducibili al contenimento di un liquido criogenico e quelli riconducibili al gas naturale (es. potenziali rischi di incendio e/o esplosione) e sono intrinsecamente correlati alle caratteristiche chimico-fisiche del GNL e del GN e alle modalità di "conservazione" che permettono al GNL di essere stoccato allo stato liquido per essere utilizzato in un secondo tempo o tal quale (GNL) oppure, dopo rigassificazione, come GN.
Per quanto riguarda le proprietà dei GNL, sebbene il principale costituente dello stesso sia il metano, nel valutarne il comportamento va considerato che esso non è metano puro e che quindi le sue proprietà variano in funzione della sua composizione; pertanto, quest'ultima varia in funzione della composizione del GN da cui ha tratto origine e dai successivi processi di purificazione e liquefazione. A sua volta, la composizione del GN di partenza varia in funzione della sua provenienza (area geografica di produzione).

([1]) Si tratta di confinamento del fluido (GNL) entro un'area delimitata attraverso elementi che ne ostacolino la dispersione orizzontale agevolandone, nel contempo, quella verticale.

Allo stato liquido, il GNL non è esplosivo; ciò è reso possibile in fase vapore qualora venga innescato in aria nell'intervallo di infiammabilità della miscela e all'interno di uno spazio confinato o semiconfinato.
Si consideri che il GNL ha una densità pari a circa metà rispetto a quella dell'acqua, a contatto della quale può dar luogo ad una transizione rapida di fase (RPT)([2]) oppure galleggiare prima di vaporizzare. Come già accennato, il GNL, sotto forma di nube di vapore, produce una "nebbia lattiginosa" per condensazione del vapore acqueo presente in atmosfera, la nube può diffondersi con probabilità di innesco una volta raggiunto il campo di infiammabilità, come avviene per il gas naturale.
L'infiammabilità in aria del GNL varia durante l'evaporazione in funzione della composizione del prodotto di partenza e del gradiente di velocità di evaporazione dei componenti la miscela; per il metano - ad esempio – tradizionale campo di infiammabilità in aria è compreso tra il 5% e il 15%. In questo caso una nuvola di gas naturale può prendere fuoco (in aria) qualora la concentrazione in volume del gas sia compresa tra i suddetti limiti.
Nelle tabelle 2) e 3) vengono riportate le proprietà di infiammabilità in aria di alcuni combustibili presenti nel GNL e l'influenza della temperatura sui limiti di esplodibilità della miscela metano-aria; l'aumento di temperatura è in grado di influenzare notevolmente le caratteristiche di infiammabilità, in quanto agisce sulla tensione di vapore, sulla velocità di reazione, sulla tendenza all'autoaccensione, ecc.; si noti che, in generale, un aumento di temperatura è in grado di produrre un allargamento dell'intervallo di infiammabilità con variazione quasi lineare dei limiti al variare della temperatura stessa.

TAB.2 - Caratteristiche di infiammabilità dei gas costituenti il GNL

Hydrocarbons	*UEL (% vol.)*	*LEL (% vol.)*	*Flash point (°C)*	*Ignition temperature (°C)*
Methane	*4,4*	*17,0*	*-*	*537*
Etane	*2,5*	*15,5*	*-*	*515*
Propane	*1,70*	*10,9*	*-104 (gas)*	*470*
n-Butane	*1,40*	*9,3*	*-80 (gas)*	*372*
i-Butane	*1,3*	*9,80*	*gas*	*460*
Pentane	*1,4*	*7,8*	*-40*	*258*

TAB.3 - Dipendenza dei limiti di infiammabilità dalla temperatura per miscela metano-aria

Temperature (°C)	*LFL (%)*	*UFL (%)*	*Methane density (kg/m³)*	*Air density (kg/m³)*
-161	*5,7*	*13,0*	*1,8159*	*-*
-123	*5,5*	*13,4*	*1,3229*	*-*
-98	*5,4*	*13,7*	*1,1279*	*-*
-73	*5,4*	*13,9*	*0,9843*	*1,7690*
-48	*5,3*	*14,2*	*0,8726*	*-*
-23	*5,2*	*14,5*	*0,7848*	*-*
27	*5,0*	*15,0*	*0,6527*	*1,1769*
77	*4,8*	*15,6*	*0,5593*	*-*
127	*4,6*	*16,1*	*0,4890*	*0,8826*

([2]) Si riferisce alla possibilità di evaporazione rapida a contatto con l'acqua e la generazione di una onda d'urto (RPT).

2.3 Esplosioni fisiche e fenomeni similari

2.3.1 – ROLLOVER

È possibile che nei serbatoi di stoccaggio del GNL si formino due strati, o celle, stabilmente stratificati, generalmente come risultato di una miscelazione non adeguata di GNL fresco con un fondo di massa volumica differente. All'interno delle celle la massa volumica del liquido è uniforme, ma la cella inferiore è composta di liquido avente densità maggiore di quello della cella superiore. Successivamente, a causa dell'ingresso di calore nel serbatoio, del trasferimento di calore e di massa tra le celle e dell'evaporazione sulla superficie del liquido, le celle equilibrano la loro densità e alla fine si miscelano. Questa miscelazione spontanea viene chiamata rollover, e se - come spesso avviene - il liquido nella cella inferiore è diventato surriscaldato rispetto alla pressione della zona vapore del serbatoio, il rollover è accompagnato da un aumento nella formazione di vapore. Talvolta, l'aumento è così rapido e notevole ed in pochi istanti l'aumento di pressione nel serbatoio è sufficiente a far aprire le valvole di sicurezza. Quest'ultimi dispositivi installati sui serbatoi non vengono considerate ai fini della protezione in quanto sono da considerarsi inefficaci a fronte dell'elevata portata di vapori prodotta durante la miscelazione del GNL.
Le velocità di evaporazione debbono essere attentamente sorvegliate onde assicurare che il liquido non stia immagazzinando calore; se vi è il sospetto di ciò, si dovrebbe far circolare il liquido, per favorire la miscelazione. Il rollover può essere, quindi, evitato gestendo bene lo stoccaggio. I GNL provenienti da fonti diverse e aventi differenti composizioni, dovrebbero preferibilmente essere stoccati in serbatoi separati. Se ciò non è possibile in pratica, dovrebbe essere assicurata una buona miscelazione durante il riempimento del serbatoio. Anche un elevato contenuto di azoto nel GNL può essere causa di rollover in seguito al riempimento del serbatoio; l'esperienza nel settore ha mostrato che questo tipo di rollover può essere prevenuto al meglio mantenendo il contenuto di azoto del GNL al disotto dell'1%. Alcuni studi([3]) di sicurezza industriale hanno evidenziato che il fenomeno del rollover può riguardare i serbatoi con capacità superiore ai 113 m^3. In ogni caso, si ravvisa la necessità di valutare, in fase di progettazione degli stoccaggi, le frequenze di accadimento per rottura dei contenitori per rollover.

2.3.2 - BLEVE e RPT

Se dall'attrezzatura o dal circuito in pressione - in seguito a rottura accidentale - il vapore contenuto fuoriesce da un determinata fessura portando istantaneamente il liquido presente a pressione atmosferica (espansione), questo si ritrova in condizioni di elevato surriscaldamento ed evapora in modo violento e istantaneo. L'evaporazione è così violenta (Rapid Phase Transition, RPT) che il vapore formato non è in grado di fuoriuscire attraverso la fessura ed è in grado di ripressurizzare il serbatoio provocando – alla pressione di rottura - l'esplosione dell'attrezzatura. Negli istanti precedenti l'esplosione si ha una violenta evaporazione del liquido contenuto nel serbatoio a seguito di fessurazione dello stesso; in questo caso, il tempo caratteristico della transizione di fase è estremamente ridotto. In sede di analisi dei rischi va valutata la probabilità di accadimento di esplosione fisica associata alla fessurazione dei serbatoi criogenici contenenti il GNL esposti ad un evento di incendio ossia di BLEVE([4]). Quest'ultimo presuppone che si sviluppi una nucleazione omogenea spontanea e quest'ultima rende il fenomeno del flash molto più rapido e l'intensità dell'onda d'urto generata molto maggiore. In caso di esplosione fisica e di rottura catastrofica del recipiente si può generare la produzione di pezzi e di frammenti dei serbatoi di stoccaggio che possono raggiungere distanze anche

([3]) AA.VV.: Quality Risk Assessment for an LNG Refuelling Station and Review or Relevant Safety Issues. Idaho National Engineering Laboratory. INEEL/EXT-97-00827_rev.2. U.S. Department of Energy. 1999
([4]) Va ricordato che il BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion) è un'esplosione conseguente la rapida espansione di gas compresso e/o di un vapore prodotto da una rapida transizione di fase.

dell'ordine di diverse centinaia di metri dal centro dell'esplosione e quindi delle aree di contenimento dei recipienti. Va da sè che il fenomeno anzidetto deve essere preso in esame nell'analisi di rischio e nella valutazione delle protezioni del serbatoio e dei circuiti di trasferimento del fluido compresso.
Per ultimo, va riferito che le norme tecniche di riferimento sugli equipaggiamenti di gas naturale liquefatto indicano che il fenomeno del BLEVE nelle installazioni di GNL sia altamente improbabile in quanto il fluido viene immagazzinato in recipienti che possono subire rotture a bassa pressione (in cui la velocità di formazione del vapore è bassa) o anche perché il fluido stesso è immagazzinato e trasferito in attrezzature in pressione isolate e, quindi, protette contro l'incendio.

3. Impianti di distribuzione per autotrazione. Principi di sicurezza

3.1 Principi generali

Gli insiemi e le attrezzature costituenti l'impianto di GNL debbono essere progettate, costruite e installate nell'ottica di ridurre al minimo i rischi per la sicurezza e per l'ambiente; tutto ciò in ottemperanza a quanto prescritto dalle vigenti disposizioni nazionali e comunitarie in tema di installazioni di terra fisse per il gas naturale liquefatto.
Gli impianti e le relative attrezzature devono essere, altresì, progettati per ridurre al minimo la possibilità di perdita di liquido in situazioni accidentali.
Gli insiemi e le apparecchiature dell'impianto vanno installate in conformità alle istruzioni del fascicolo d'uso e manutenzione del fabbricante e in ottemperanza alle norme di buona tecnica. In particolare, relativamente a quest'ultime, va citata la norma UNI EN 13645 che detta i requisiti per la progettazione e la costruzione delle installazioni di terra, fisse, per il GNL e la norma UNI EN ISO 16903 "Industrie del petrolio e gas naturale. Caratteristiche del GNL che influenzano la progettazione e la scelta dei materiali" che descrive le caratteristiche del GNL e dei materiali criogenici utilizzati per l'industria del gas naturale liquefatto.
Si tenga presente che le installazioni a cui si fa riferimento sono gli impianti di alimentazione di gas naturale liquefatto a servizio di stazioni di rifornimento di gas naturale compresso atti a consentire lo stoccaggio di metano liquido refrigerato all'interno di un serbatoio criogenico in acciaio inossidabile austenitico al Cromo-Nichel, che nella stragrande maggioranza dei casi è realizzato fuori terra. Il fluido viene mantenuto a bassissima temperatura (-160°C) e a pressione contenuta (0,35 ÷ 1 MPa). L'isolamento termico viene garantito mediante una intercapedine, con interposta perlite tra i due involucri, in cui è realizzato il vuoto. Il metano liquido viene gassificato, previo pompaggio, mediante evaporatori, riscaldati normalmente in aria atmosferica dai quali, uscendo, viene conservato ad una pressione di circa 22 – 25 MPa entro pacchi bombole di tipo tradizionale.
Ai fini delle valutazioni di sicurezza dell'impianto di rifornimento del GNL si deve tener presente che la pressione massima d'esercizio di quest'ultimo non deve superare la massima pressione ammissibile di ciascuna attrezzatura, componente, accessorio e di ciascuna tubazione costituente detta parte; particolare attenzione deve essere inoltre prestata alla pressione massima di mandata del sistema di pompaggio nonché al controllo e gestione delle temperature sulla linea a valle del vaporizzatore.
Per meglio comprendere quanto di seguito verrà preso in esame si consideri che gli elementi principali costituenti gli impianti di distribuzione L-GNC/LNG alimentati da serbatoi fissi sono i seguenti: i) serbatoio criogenico fisso di stoccaggio GNL; ii) pompe criogeniche adibite alla compressione del GNL; iii) vaporizzatori ambientali per il GNL; iv) pannelli di controllo/sicurezza; v) Erogatore LNG/CNG; vi) Linee e tubazioni di collegamento. In fig.1) è riportato schematicamente un impianto di distibuzione di tipo L-

CNG/LNG per autotrazione; in tale schema l'impianto è rifornito mediante autocisterna di LNG. Dopo lo stoccaggio il LNG viene utilizzato per rifornire la rete di distribuzione del CNG/LNG. L'applicazione in particolare riguarda: _a) l'erogazione di gas naturale compresso (LCNG) per autrazione – completo di stoccaggio, pompaggio e vaporizzazione, alimentato mediante liquido criogenico, garantendo l'operatività mediante un sistema di pompaggio ridondante; _b) l'erogazione di gas naturale liquido (LNG) onde consentire il rifornimento dei serbatoi criogenici dei mezzi pesanti con portate erogate a pressioni variabili.

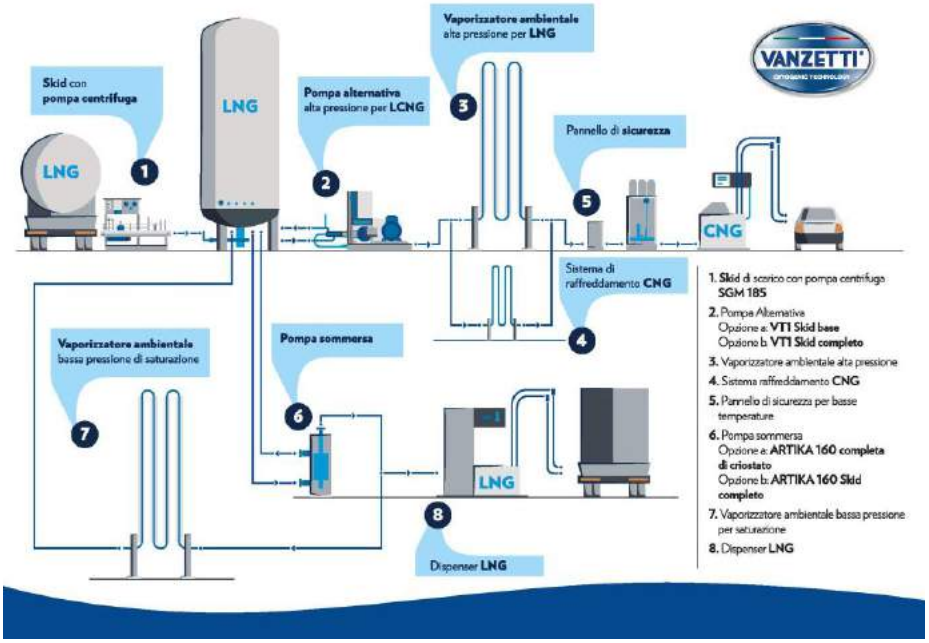


Figura 1. Schema di stazione di rifornimento L-CNG/GNL per l'autotrazione

3.2 Serbatoi criogenici per impianti di alimentazione GNL

I serbatoi criogenici per GNL vengono installati su spazio scoperto, in generale fuori terra, con facilità di ispezione visiva, vengono installati e connessi all'impianto in modo fisso. I recipienti e le apparecchiature vengono progettati per ridurre al minimo la possibilità di perdita di liquido in situazioni accidentali. Le linee di collegamento dei serbatoi vengono dotate di valvole di intercettazione saldate ed istallate il più vicino possibile al serbatoio e devono essere compatibili con il fluido contenuto e garantire la corretta operabilità anche in condizione di emergenza.
In applicazione delle regole tecniche e degli atti di indirizzo concernenti le disposizioni di prevenzione incendi relative agli impianti di alimentazione di GNL con recipiente fuori terra posto a servizio di stazioni di rifornimento di GNC per autotrazione, è stabilito che il serbatoio criogenico debba possedere le seguenti caratteristiche primarie:

- abbia un grado di riempimento non superiore al valore fissato dal fabbricante del recipiente;
- sia dotato di i) un sistema di misura del livello in grado di attivare un preallarme di alto livello al raggiungimento del 95% del livello massimo indicato dal costruttore, ii) di un sistema indipendente di blocco automatico del riempimento per il raggiungimento del massimo livello indicato dal fabbricante;
- sia dotato di un sistema di misura del traboccamento per la verifica del massimo livello del serbatoio;

- sia installato e connesso in modo fisso all'impianto, sia termicamente isolato, sia progettato per installazioni ad asse verticale o orizzontale e a gruppi di due o più serbatoi;
- le linee di collegamento del serbatoio siano dotate di valvole di intercettazione, la prima delle quali manuale, saldate ed installate il più vicino possibile al serbatoio, esser compatibili con il fluido contenuto e garantire la corretta operabilità anche in condizione di emergenza;
- sia previsto un sistema di controllo della pressione;
- sia provvisto di: i) almeno una valvola di sicurezza di riserva; ii) un dispositivo idoneo ad escludere, le singole valvole di sicurezza dall'esercizio. Comunque, dovrà essere sempre assicurata la portata di efflusso prevista delle norme vigenti in tema di attrezzature a pressione;
- un manometro collegato alla parte superiore del serbatoio.



Figura 2. Particolare serbatoio criogenico per impianto di distribuzione L-LNG

Per la protezione dalla sovrappressione la norma tecnica di riferimento per le installazioni con serbatoi di stoccaggio di capacità totale non superiore a 200 t. ha previsto che:
_ il volume della porzione gas del serbatoio sia collegato ad un sistema di sfiati o di torce, a valvole di sicurezza e possibilmente ad un disco di rottura in grado di evacuare il gas di scarico provocato dai seguenti eventi: a) evaporazione dovuta ad apporto termico; b) spostamento dovuto al riempimento; c) vaporizzazione istantanea all'atto del riempimento; d) variazioni della pressione atmosferica; e) spillamento da ricircolo dalla pompa sommersa.
_ il serbatoio sia dotato – almeno – di una valvola limitatrice di pressione e di un disco a rottura ovvero di due valvole limitatrici di pressione direttamente collegate allo scarico in atmosfera. Tutto ciò tranne il caso di emergenza quando l'emissione gassosa determina una situazione indesiderata, nel qual caso le valvole limitatrici devono essere collegate al sistema di torce o sfiati.

3.3 Vaporizzatori per GNL

In ottemperanza alle norme tecniche di riferimento e agli atti di indirizzo concernenti le previsioni di prevenzione incendi relative agli impianti di alimentazione di GNL con serbatoio criogenico fuori terra posti a servizio di stazioni di rifornimento di GNC per autotrazione, è disposto che i vaporizzatori abbiano le seguenti caratteristiche principali:
_ siano dimensionati in modo tale da garantire, in qualunque condizione di funzionamento e temperatura ambientale, che non possa essere raggiunta una temperatura inferiore a quella di progetto nell'impianto a valle del vaporizzatore stesso;
_ a valle del vaporizzatore sia prevista l'installazione di un dispositivo di controllo della temperatura di uscita del gas asservito ad un dispositivo automatico di blocco.
Nel caso in cui vengano adottati vaporizzatori a riscaldamento mediante liquidi, oltre all'installazione a valle del vaporizzatore di un dispositivo automatico di blocco, dovrà essere previsto un sistema di controllo della temperatura del liquido in grado di arrestare automaticamente il flusso di gas naturale prima che possa essere raggiunta una temperature inferiore a quella di progetto dell'impianto a valle, nonché prima che possa raggiungersi una temperatura che faccia congelare il liquido.
Per i vaporizzatori dell'impianto dovrà essere garantito il fissaggio e l'ancoraggio alle corrispondenti platee in ottemperanza alle norme tecniche per le costruzioni ex DM 14/1/2008.



Figura 3. Particolare vaporizzatori atmosferici per GNL

3.4 Torcia fredda

Le torce fredde sono condotti in acciaio resiliente alle temperature del GNL dislocati nell'impianto di alimentazione in posizioni ove sia ammessa una emissione temporanea e limitata nel tempo di Gas Naturale o uno scarico nell'aria per emergenza. Al fine di evitare pericoli connessi all'eventuale sfiato delle valvole di sicurezza, quest'ultime sono dotate di tubazioni a torcia fredda. In generale, un vaporizzatore supplementare permette di assicurare che in caso di fuoriuscita di fluido questo si trovi esclusivamente nello stato gassoso.
La dimensione di ciascuna torcia fredda deve poter evacuare una portata di Gas Naturale non minore della somma delle portate degli elementi ad essa connessi e conformi alle normative vigenti in tema di attrezzature in pressione.

Per l'operatività e l'esercizio degli impianti non è prevista alcuna emissione atmosferica mediante torcia ed eventuali sfiati debbono avvenire in condizioni di intervento delle valvole di sicurezza o in occasione della manutenzione periodica onde scaricare i tratti di linea previsti prima dell'effettuazione degli interventi.

4. Conclusioni

In Italia il settore della progettazione e della costruzione degli impianti di alimentazione di GNL con serbatoio criogenico fisso fuori terra e delle diverse attrezzature ed equipaggiamenti posti a servizio delle stazioni di rifornimento di gas naturale compresso per autotrazione è molto sviluppato; in particolare, vi sono esperienze consistenti di fabbricazione di attrezzature per lo stoccaggio dei fluidi criogenici, degli impianti di distribuzione e delle linee di rifornimento. In previsione, quindi, del notevole sviluppo in ambito comunitario del mercato del GNL per uso industriale e per gli impianti di distribuzione per autrazione si ritiene necessario che i fabbricanti abbiano a disposizione in fase di progettazione e di costruzione un quadro normativo armonizzato che gli consenta di garantire la conformità ai requisiti essenziali di sicurezza degli impianti da realizzare; questo anche per assicurare la più ampia competitività tra i costruttori. Gli autori ritengono che, ad oggi, ciò non sia pienamente raggiunto in quanto, ad esempio nel settore della progettazione di impianti criogenici, si hanno a disposizione diverse norme tecniche di settore ma queste non includono il GNL nel loro campo di applicazione; né tantomeno suddette norme possono ritenersi applicabili al GNL, per mero collegamento estensivo, in quanto trattasi di fluido utilizzato anche allo stato liquefatto per raffreddamento. Tutto ciò rende necessari ulteriori approfondimenti e puntuali aggiornamenti normativi. Del resto anche le specifiche linee guide tecniche e gli atti di indirizzo([5]) per la redazione dei progetti di prevenzione incendi relativi agli stoccaggi di GNL, con capacità al disotto della soglia delle 50 t, sono ancora in fase di approvazione definitiva mediante decreto da emanarsi da parte del ministero competente. Quanto sopra, per altro verso, seppure gli atti di indirizzo anzidetti lascino ampia autonomia al professionista e ai fabbbricanti, ai fini della progettazione e della buona realizzazione degli impianti, non costituendo un riferimento cogente può indurre regimi autorizzativi alquanto complicati e diversificati per territorio.
Sulla base di quanto sopra, quindi, gli autori auspicano che il legislatore intervenga con provvedimenti atti a rendere omogenee le procedure autorizzative e che gli organi tecnici preposti provvedano ad aggiornare il quadro tecnico-normativo dedicato agli impianti e alle installazioni fisse di distribuzione del GNL.

5. Bibliografia

[1] Uznanski D, Versluijs P. Advanced liquefied natural gas storage tank management, LNG Review, pp. 1-7, 2005.

[2] Scurlock RG. Low-Loss Storage and Handling of Cryogenic Liquids: The Application of Cryogenic Fluid Dynamics. Kryos monograph. 2006.

[3] UNI EN 13645:2006. Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (GNL) - Progetto di installazioni di terra a capacità di stoccaggio fra 5 t e 200 t.

([5]) La guida tecnica è stata elaborata dal un Gruppo di Lavoro Tecnico coordinato del Dipartimento dei Vigili del Fuoco della Direzione Centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica – Area Rischi Industriali del Ministero degli Interni e approvata in C.C.T.S. dei Vigili del Fuoco nel 2015.

[4] Ministero dell'Interno. "Guida tecnica di prevenzione incendi per la costruzione, l'installazione e la gestione delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale liquefatto". Lettera-Circolare DCPREV prot. n.3819 del 21 marzo 2013.

[5] UNI EN ISO 16903:2015. Caratteristiche del GNL che influenzano la progettazione e scelta dei materiali.

[6] Ministero dello Sviluppo Economico. Documento di consultazione per una strategia nazionale sul GNL. Giugno 2015.

[7] UNI EN 1473:2016. Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (GNL) - Progettazione delle installazioni di terra.

[8] NFPA 59A. National Fire Protection Association. Standard 59A - Standard for the Protection, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas. 2016

I recipienti criogenici trasportabili di ossigeno liquefatto medicale. Novità normative, procedure di controlli e gestione.

G. Battista*, O. Di Donato*, G. Selvestrini*, A. Casillo**, G. Ceglia**, A. Romanelli**, D. Mancuso**, A. Sicignano**, M. Parsani**, A. Vescovi**

*Inail - UOT di Avellino
**Inail - UOT di Bergamo

Sommario

Il lavoro prende spunto dalle ultime novità normative in materia di controllo e verifiche dei recipienti criogenici trasportabili, con riferimento a quelli contenenti ossigeno liquefatto ad uso medicale costituenti il vecchio parco preesistente alla normativa T-PED.
Tali apparecchiature, nella fattispecie i recipienti con capacità non superiore a 1000 litri, pressione di servizio non superiore a 2 bar, immessi sul mercato prima del 1° luglio 2003 ed escluse dalle visite e prove di costruzione e periodiche in virtù della previgente normativa (DM 12/09/1925, DM 09/08/1985, ecc.), sono ora comprese tra quelle soggette alle procedure di ispezione periodica di cui al Regolamento ADR 2015 (punto 6.2.4.2) che ha recepito la direttiva 2014/103/UE.
Questa situazione coinvolge anche l'INAIL, in quanto Ente autorizzato dal Ministero dei Trasporti, nella effettuazione della verifica decennale prevista appunto per i recipienti prodotti in conformità ai regolamenti nazionali antecedenti la T-PED, utilizzabili esclusivamente sul territorio italiano.

1. Introduzione

Alla luce di tali novità procedurali, il lavoro prevede innanzitutto una parte introduttiva sulla evoluzione nel tempo delle prescrizioni normative, successivamente lo sviluppo del discorso tecnico riguardante prima le caratteristiche dei recipienti e della sostanza in essi contenuta, le modalità di funzionamento e la dotazione di componenti di controllo e di sicurezza, per arrivare poi alle considerazioni sulle modalità di gestione del parco serbatoi presente in Italia, con riferimento alle procedure adottate da INAIL per il rilascio delle attestazioni di ispezione periodica, il tutto corredato da immagini e descrizioni operative relative alle varie fasi dei sopralluoghi di verifica.

2. Lo sviluppo normativo

A valle di una serie di decreti emanati all'inizio del secolo scorso (DM 30 giugno 1904, DM 18 luglio 1906, DM 26 febbraio 1907, DM 13 febbraio 1909, DM 15 novembre 1912, DM 25 giugno 1922) che avviavano le prime norme relative ai recipienti per il trasporto di gas compressi, disciolti o liquefatti, il DM 12 settembre 1925 approvava il regolamento per le prove e le verifiche di dette attrezzature, aggiornato nel corso degli anni da serie di norme integrative riguardanti nel dettaglio aspetti costruttivi e di esercizio.
Anche il Decreto 9 agosto 1985, *"Nuova normativa concernente i recipienti aventi capacità fino a 1000 litri e pressione di esercizio fino a 2 bar, adibiti al trasporto di gas liquefatti refrigerati*", aveva assoggettato i serbatoi oggetto della presente trattazione alle prescrizioni previste dalla 62ª (punto XIII) e dalla 83ª (art. 1) serie di norme integrative al regolamento del 1925, esentandoli però dalle visite e prove di costruzione e periodiche.
Successivamente, la direttiva 99/36/CE (recepita in Italia dal D. Lgs. 23 del 2 febbraio 2002) disponeva (art. 18) che gli Stati membri autorizzassero l'immissione sul mercato e la messa in servizio sul proprio territorio fino al 30 giugno 2003 delle attrezzature

trasportabili rispettose della normativa vigente al 1° luglio 2001. Un chiarimento del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti dell'11 aprile 2011 ha evidenziato che anche le attrezzature in esame devono essere sottoposte alle prove periodiche indicate nell'istruzione di imballaggio P203 dell'ADR 2015 (recepito dalla Direttiva 2014/103/CE, in Italia con il D.M. 16 gennaio 2015).

3. Descrizione e principio di funzionamento

Il concetto di partenza della criogenia è la capacità delle attrezzature di contenimento di mantenere a lungo la sostanza in esse contenuta a bassissime temperature, il che consente di conservare la sostanza allo stato liquido in un volume molto ridotto rispetto a quello che occorrerebbe per stoccarlo alla pressione atmosferica allo stato gassoso.

3.1 La sostanza

I serbatoi in esame sono quelli destinati a contenere ossigeno liquido refrigerato medicale, destinato cioè all'utilizzo per ossigenoterapia nei casi di insufficienza respiratoria acuta e cronica.
Portato alla temperatura di -183 °C l'ossigeno passa dallo stato gassoso allo stato liquido (Fig. 1), con un rapporto pari a 1:860, nel senso che un volume di LOX (ossigeno liquido) genera 860 volumi di ossigeno gassoso; ciò consente di rendere disponibile una notevole quantità di sostanza gassosa partendo da contenitori di dimensioni compatibili anche con ambienti domestici.

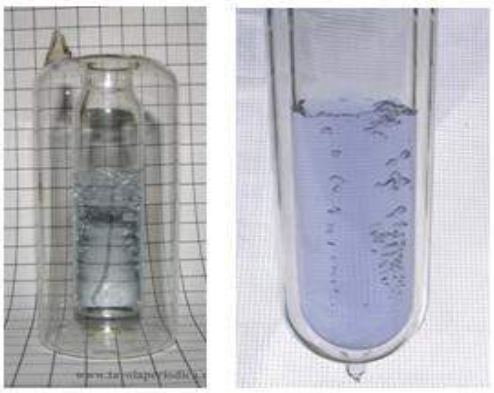


Figura 1. Ossigeno liquido a -183 °C in vaso Dewar (Foto UNICAM)

Essendo un farmaco a tutti gli effetti (D. Lgs. 219/06) da maggio 2010, l'ossigeno utilizzato in ambito ospedaliero, dopo essere stato prodotto per distillazione frazionata dell'aria, viene ulteriormente trattato ed analizzato. Una volta verificate le caratteristiche dello stesso, che devono rispettare quelle riportate nella Farmacopea Ufficiale, viene "etichettato" con un numero di lotto, come avviene per i farmaci, viene indicata la data di scadenza (nel caso dell'O_2 medicinale è 2 anni) e consegnato alle strutture sanitarie attraverso un'operazione di "rilascio del lotto", sotto la completa responsabilità dell'Azienda produttrice. Come tutti gli altri farmaci quindi, oltre che a possedere una AIC (Autorizzazione di Immissione in Commercio) legata al tipo di confezionamento (bombola, cisterna, serbatoio, ecc.), deve essere somministrato dietro ricetta medica che ne indichi modalità di somministrazione, posologia e durata della terapia.

3.2 Il contenitore

L'ossigeno liquido è contenuto in un involucro di acciaio inossidabile a sua volta inserito in un altro contenitore, con le stesse caratteristiche, di dimensioni tali da lasciare tra le due

superfici una intercapedine. I punti di contatto tra i due involucri sono ridotti al minimo per evitare la trasmissione del calore dall'esterno per conduzione, nell'intercapedine viene creato il vuoto che impedisce di fatto il contatto dell'involucro interno con l'ambiente esterno e quindi la trasmissione di calore per convezione, mentre l'utilizzo di superfici riflettenti evita la trasmissione per irraggiamento. Questi accorgimenti consentono di mantenere a lungo la bassissima temperatura del gas e quindi il suo stato liquido.

3.3 I componenti funzionali

Per il suo funzionamento il serbatoio è dotato di una serie di dispositivi di controllo, misura e sicurezza, che ne consentono l'utilizzo, nel rispetto delle indicazioni del fabbricante, in condizioni di sicurezza e con possibilità di agevole gestione da parte del paziente in funzione delle proprie esigenze. Nella figura seguente sono indicati i dispositivi presenti.

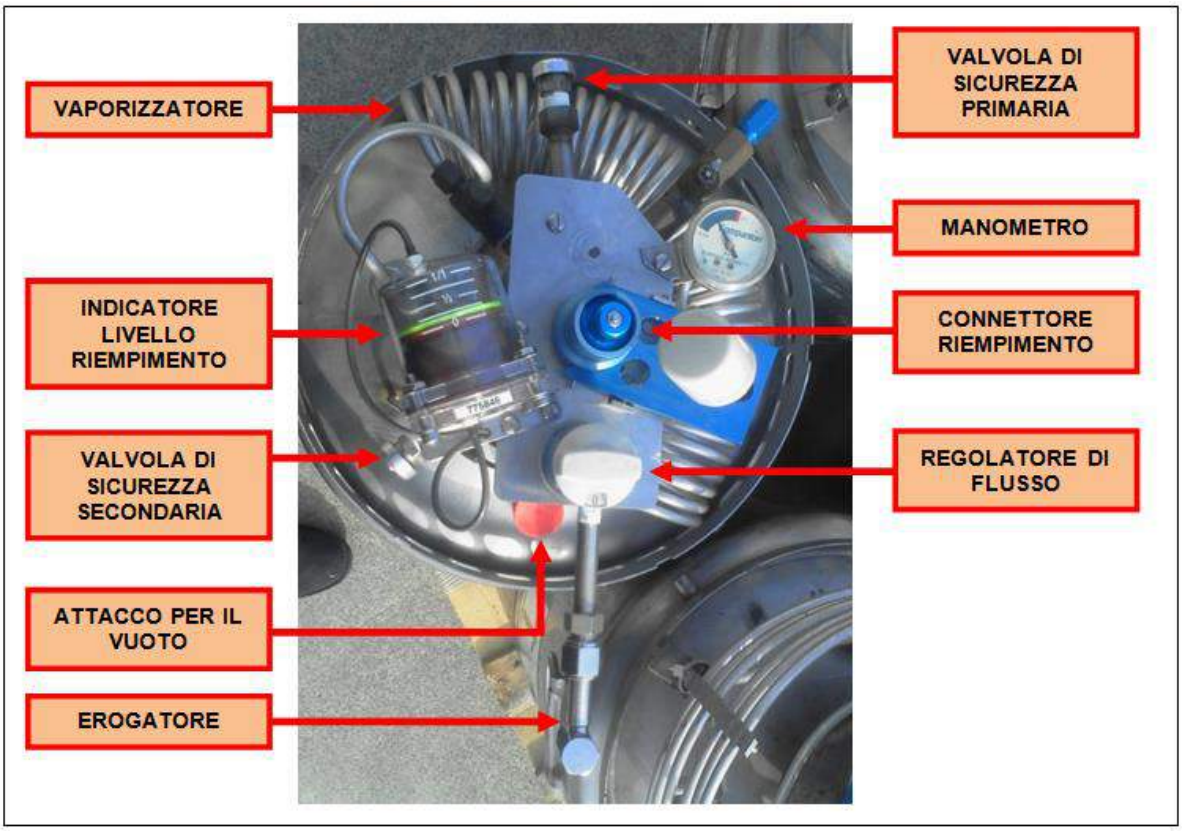


Figura 2. I componenti funzionali

4. La procedura INAIL per le ispezioni periodiche

In virtù dunque delle mutate prescrizioni normative, che hanno inserito queste attrezzature tra quelle da sottoporre ai controlli periodici, è nata la necessità da parte del Settore Certificazione, Verifica e Ricerca INAIL, in quanto Soggetto autorizzato dal Ministero dei Trasporti e delle Infrastrutture, di soddisfare le richieste dell'Utenza nell'ottica dell'utilizzo sul territorio nazionale del parco serbatoi non rientrante nella procedura T-PED.
La procedura di seguito specificata è quella adottata per le verifiche previste con periodicità decennale dalla norma UNI EN1251-3:2002. Nel caso specifico si descrivono quelle adottate, con differenze nell'ordine sequenziale delle fasi in funzione delle diverse esigenze aziendali di gestione, presso due stabilimenti operanti in provincia di Bergamo e di Benevento, su serbatoi di capacità pari a 31 e 41 litri. Tali verifiche consentono, come

detto, la circolazione e l'utilizzo sul territorio nazionale di serbatoi con data di costruzione non successiva al 30 giugno 2003.
L'iter ha inizio con la trasmissione alla U.O.T. INAIL di competenza da parte dell'Azienda di una richiesta di intervento tecnico per una o più sedute.
Le fasi previste nel corso del sopralluogo, come richiesto dalla norma UNI EN 1251-3:2002, sono le seguenti:

1. Esame visivo finalizzato alla identificazione dei serbatoi e alla valutazione delle condizioni generali esterne (eventuali ammaccature, incisioni, tagli, corrosione, ecc.)



Figura 3. Etichettatura e identificazione del serbatoio

2. Prova di tenuta, riempendo il serbatoio fino al valore della pressione pari al 90% della pressione massima di esercizio e verificando nell'arco di almeno 10 minuti l'assenza di fuoriuscite di gas

3. Valutazione del N.E.R. (Normal Evaluation Rate - Tasso normale di evaporazione), effettuando due pesate del serbatoio intervallate da un periodo di almeno 4 ore (Fig. 4). In alternativa a questa verifica, la norma prevede la misurazione del vuoto per verificare che il valore misurato si conservi per tutta la durata della prova (Fig. 5). La procedura utilizzata nei due stabilimenti interessati dalle verifiche è la prima, quindi la misurazione della perdita di peso in un certo arco di tempo tra la prima e la seconda pesata. La prova si considera superata se la differenza di peso non supera il valore di riferimento fissato dal fabbricante (in genere non superiore a 1 kg/giorno).



Figura 4. Le fasi delle pesature e la bilancia (con relativo certificato di taratura)



Figura 5. La fase di ripristino e misurazione del vuoto

4. Svuotamento dei serbatoi che superano positivamente il test del N.E.R. (Fig. 6) ed effettuazione delle prove di efficienza delle valvole di sicurezza installate (Figg. 7 e 8)



Figura 6. Le fasi di svuotamento



Figura 7. Esempi di strumentazione per la verifica delle valvole



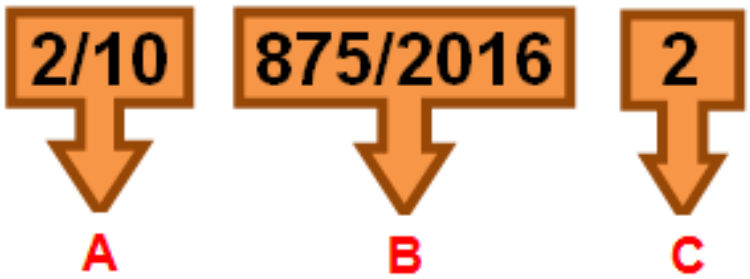
Figura 8. La verifica della valvola secondaria con l'indicazione del valore di apertura

5. Applicazione della targa con il numero di fabbrica, la data di verifica e la punzonatura "RI" (Fig. 9)



Figura 9. Esempi di targhetta applicata all'esito positivo della procedura

6. Stesura degli attestati di idoneità, rilasciati in ragione di 1 ogni 60 serbatoi, datati e numerati in funzione del numero progressivo della seduta, del numero di protocollo della richiesta e del numero di attestati per quella seduta, come nell'esempio che segue.



A = la richiesta presentata è per 10 sedute e questa è la seconda della serie
B = è il riferimento al protocollo della richiesta
C = è l'attestato numero 2 della seduta, essendo i serbatoi più di 60

L'immagine seguente (Fig. 10) riporta uno stralcio di attestato di ispezione periodica con i dati di identificazione.


INAIL

ISTITUTO NAZIONALE PER L'ASSICURAZIONE CONTRO GLI INFORTUNI SUL LAVORO
Unità Operativa Territoriale di AVELLINO

MOD. VP4-Rev.1

Prot. Richiesta:	875
Data:	05/07/2016

Numero Cronologico	QQ619696

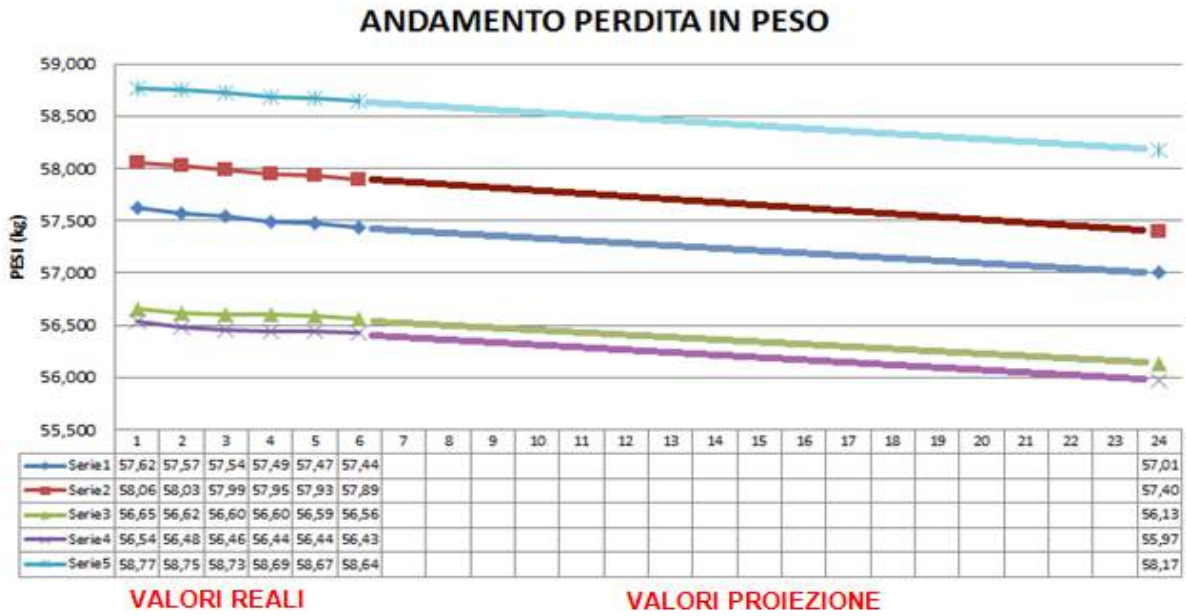
ATTESTATO N.:	2/10-875/2016-2
DATA EMISSIONE:	21/07/2016

ATTESTATO DI ISPEZIONE PERIODICA

Recipienti criogenici, immessi sul mercato prima del 1° luglio 2003, con pressione di servizio ≤ 2 bar, conformi alla 62^ Serie di N.I. al D.M.12.9.1925 recanti il punzone RI o provvisti di attestazione di conformità in accordo al D.M. 9 agosto1985.

Figura 10. Esempio di frontespizio dell'attestato di ispezione periodica

In considerazione dunque delle varie operazioni previste e soprattutto della tempistica delle misurazioni imposta dalla norma, al fine di ottimizzare al meglio l'intervento del Tecnico, ogni seduta viene suddivisa in due giorni consecutivi, in modo da intervallare le due pesate previste con un significativo numero di ore.
Il primo giorno dunque si procede alla identificazione dei serbatoi, al controllo visivo esterno, alla prova di tenuta, al riempimento e alla prima pesata. Il giorno successivo si effettua la seconda pesata e la conseguente valutazione del N.E.R.; i serbatoi che superano positivamente il test, quelli quindi che presentano una differenza di peso tra la prima e la seconda misurazione non superiore a 1 kg/giorno, vengono successivamente svuotati e infine sottoposti alla verifica dei dispositivi di sicurezza.
A proposito dell'entità della differenza di peso, nel corso delle operazioni di verifica si è proceduto allo studio dell'andamento della perdita di peso, sottoponendo un certo numero di serbatoi ad una misurazione ogni ora. Il grafico seguente mostra i risultati ottenuti.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Serie1	57,62	57,57	57,54	57,49	57,47	57,44																		57,01
Serie2	58,06	58,03	57,99	57,95	57,93	57,89																		57,40
Serie3	56,65	56,62	56,60	56,60	56,59	56,56																		56,13
Serie4	56,54	56,48	56,46	56,44	56,44	56,43																		55,97
Serie5	58,77	58,75	58,73	58,69	58,67	58,64																		58,17

La lettura del grafico evidenzia che il calo di peso è pressoché lineare, con un valore medio orario oscillante tra i 30 e i 40 grammi. Tale andamento, considerando che il valore limite orario per rispettare il calo massimo giornaliero (1 kg/giorno) è 41,65 grammi/ora, consente di ritenere tanto più attendibile il risultato della prova quanto maggiore è l'intervallo di tempo tra le due pesate e quindi appare corretta la scelta di effettuare le due pesate in due giorni consecutivi.

5. Conclusioni

A conclusione del lavoro si ritiene utile evidenziare i difetti e le anomalie che si sono presentati nel corso dei sopralluoghi. Generalmente una ottima percentuale dei serbatoi si presenta in buono stato e supera i test senza problemi; in alcuni casi è la struttura del contenitore esterno a presentare difetti (ammaccature, tagli, corrosione, ecc. – Fig. 11), in altri una insufficiente tenuta si manifesta con la presenza di ghiaccio (Fig. 12), in altri ancora la perdita del vuoto crea condensa sulla superficie esterna del serbatoio (Fig. 13). Per queste tipologie di problematiche si procede alla demolizione del serbatoio o, ove possibile, alla riparazione e alla nuova verifica in una seduta successiva; nei casi in cui invece le anomalie riguardano i dispositivi a corredo (valvole di sicurezza, manometro, indicatore di livello, ecc.) si provvede alla immediata sostituzione e alla nuova prova.



Figura 11. Ammaccature sul contenitore esterno

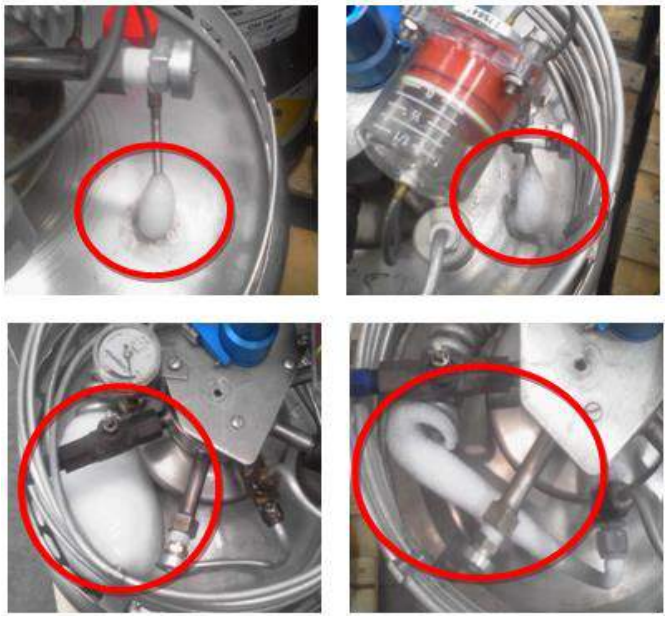


Figura 12. Formazione di ghiaccio per insufficiente tenuta



Figura 13. Condensa sulla superficie esterna per perdita del vuoto

6. Bibliografia

[1] DM 12/09/1925 “Approvazione del regolamento per le prove e le verifiche dei recipienti destinati al trasporto per ferrovia dei gas compressi, liquefatti o disciolti”

[2] 62ª serie di norme integrative al regolamento del DM 12/09/1925

[3] 83ª serie di norme integrative al regolamento del DM 12/09/1925

[4] DM 09/08/1985 “Nuova normativa concernente i recipienti aventi capacità fino a 1000 litri e pressione di esercizio fino a 2 bar, adibiti al trasporto di gas liquefatti refrigerati”

[5] Direttiva 99/36/CE, in materia di attrezzature a pressione trasportabili

[6] UNI EN 1251-3:2002 “Recipienti criogenici - Recipienti trasportabili isolati sotto vuoto, di volume non maggiore di 1 000 litri - Requisiti di funzionamento”

[7] D. Lgs. 219/06, relativa ad un codice comunitario concernente i medicinali per uso umano

[8] Direttiva 2014/103/UE, relativa al trasporto interno di merci pericolose

[9] ADR 2015, regolamento internazionale sul trasporto delle merci pericolose

[10] D.M. 16 gennaio 2015, Recepimento della direttiva 2014/103/UE

Rivalutazione delle incastellature non marcate “π”

A. Casillo*, G. Ceglia*, A. Romanelli*, D. Mancuso*, A. Sicignano*, M. Parsani*, A. Vescovi*, P. Cacciatore*, S. Valletta*, G. Battista**, O. Di Donato**, G. Selvestrini**

*Inail - UOT di Bergamo
**Inail - UOT di Avellino

1. Introduzione

Il lavoro prende spunto dalla Circolare del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti 26422 Div. 3/H del 13.11.2015, la quale, per i pacchi-bombole costruiti prima del 01.07.2007, così recita:
“Questi pacchi possono contenere sia bombole conformi alla Direttiva 99/36/CE marcate “π” in sede di verifica iniziale, sia marcate “π” per adeguamento della marcatura “ε” o per rivalutazione di conformità, sia bombole progettate, fabbricate e sottoposte a collaudo iniziale e revisioni periodiche in conformità alla normativa nazionale – applicabile fino al 30 giugno 2001 – non rivalutate. Pertanto i pacchi-bombole che contengono anche una sola bombola fabbricata in conformità alla normativa nazionale preesistente – non rivalutata e non marcata “π” – possono essere trasportabili e utilizzabili solo sul territorio nazionale. Le relative bombole comunque devono soddisfare le disposizioni delle istruzioni di imballaggio P200 relative alle frequenza delle operazioni di revisione periodica”.
Questa situazione coinvolge anche l’INAIL, in quanto titolare unitamente al Ministero dei Trasporti, delle competenze relative alla effettuazione della ispezioni periodiche previste per i recipienti fabbricati in conformità ai regolamenti nazionali antecedenti la T-PED, utilizzabili esclusivamente sul territorio italiano.

2. Lo sviluppo normativo

Da un punto di vista normativo (certificazione, fabbricazione e utilizzo) nulla è cambiato per i pacchi-bombole, denominati “incastellature” nella Direttiva TPED, dall’entrata in vigore della Direttiva 2008/68/CE recepita in Italia con il D. Lgs. 35 del 7 gennaio 2010, che ha stabilito regole uniformi per il trasporto su strade, ferrovie o su vie navigabili interne delle merci pericolose all’interno degli Stati membri e tra gli Stati membri in ambito delle Comunità.
Di norma le incastellature vengono marcate “π” e tutti i loro componenti principali (bombole, valvole di sicurezza, blocchetti, riccioli) godono della marcatura “π”. Secondo il chiarimento Come detto e in accordo alla circolare MCTC citata se i pacchi-bombole contengono anche una sola bombola fabbricata in conformità alla normativa nazionale preesistente – non rivalutata e non marcata π – possono essere trasportati ed eserciti solo sul territorio nazionale.
Tutte le bombole devono comunque soddisfare le disposizioni delle istruzioni di imballaggio P200 relative alle frequenza delle operazioni di revisione periodica ed a quanto altro previsto dalle stesse in funzione del gas trasportato.

3. Descrizione e principio di funzionamento

Da un punto di vista descrittivo i pacchi-bombole non sono altro che gruppi di bombole (normalmente 16 o 25 pezzi), atte a contenere gas compressi, racchiuse in un telaio metallico avente delle specifiche caratteristiche geometriche e strutturali. Le modalità di posizionamento delle bombole all'interno della incastellatura prevedono due possibili configurazioni, una con pacchi verticali e l'altra con pacchi orizzontali (Fig. 1).

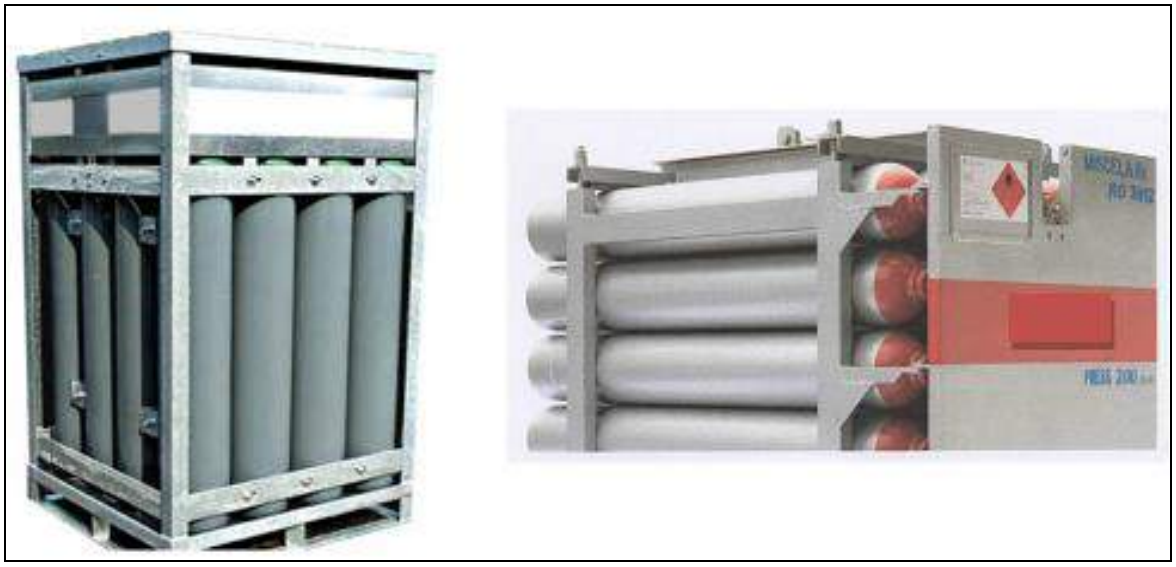


Figura 1

Il concetto di partenza di un pacco-bombole è la possibilità di avere a disposizione un volume di gas compresso superiore a quello che può essere contenuto in una sola bombola senza ricorrere ad istallazioni fisse; ciò si traduce, di conseguenza, in una maggiore autonomia di lavoro per l'utilizzatore del pacco.

3.1 Sostanze e materiali

I gas aventi temperatura critica inferiore a -10 °C non sono liquefacibili a temperatura ambiente, perciò per ridurne il volume è necessario aumentare di molto la pressione. Le bombole destinate a questi gas (Fig. 2) operano a pressioni di 200÷220 bar, quindi devono avere caratteristiche strutturali adatte a tali valori.
Sono realizzate in acciaio senza saldatura, hanno generalmente un corpo cilindrico con le basi semisferiche (ogive) e sulla parte superiore una valvola protetta da un cappellotto avvitato ad un collare filettato; un piede d'appoggio sulla parte inferiore garantisce una buona stabilità. Il formato più comune è la bombola da 40 litri, il cui peso a vuoto si aggira intorno ai 45 kg e contiene circa 8,5 m³ di gas. Ne deriva che nel trasporto dei gas compressi l'imballo (cioè la bombola) costituisce almeno l'80% del peso.



Figura 2

L'ogiva superiore, su cui sono marcate una serie di informazioni (Fig. 3), è colorata secondo un codice-colore contenuto nella norma UNI EN 1089-3 e indicata nel decreto del Ministero dei Trasporti del 7 gennaio 1999. Per le bombole di nuova fabbricazione il nuovo sistema di identificazione è obbligatorio dal 10 agosto 1999, mentre per quelle già in circolazione il limite è il 30 giugno 2006. Il colore della restante parte della bombola non è vincolante ma non deve portare a fraintendimenti con il colore dell'ogiva.

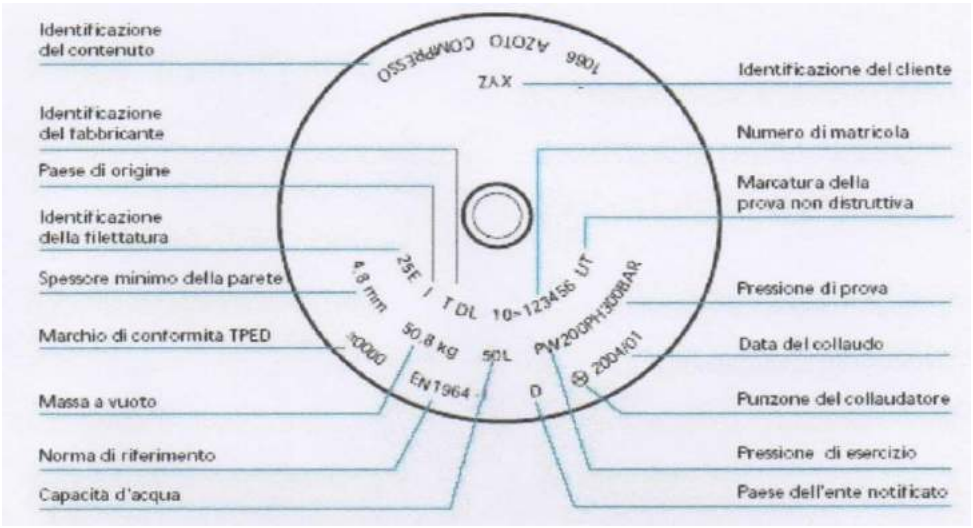


Figura 3

Il gas contenuto nella bombola è identificato da una etichetta che indica il numero ONU e la denominazione del gas, la sua composizione, i simboli di pericolo, le frasi di rischio, il nome del produttore/importatore, i consigli per la sicurezza e il numero CE.

Per utilizzare il gas è sempre necessario installare sulla valvola un riduttore di pressione adatto al prodotto. Le norme prevedono che la filettatura della valvola sia diversa a seconda della tipologia del gas, evitando così sostituzioni accidentali con prodotti incompatibili.

3.2 I componenti principali di un pacco-bombole

Un pacco-bombole è costituito da componenti “strutturali” e componenti “funzionali”. I primi (telaio e bombole - Fig. 4) hanno rispettivamente la funzione di sostenere durante l’uso e il trasporto (telaio) e di contenere la sostanza in pressione (bombole), i secondi invece (blocchetti, riccioli, valvole, riduttori – Fig. 5) hanno invece il compito di consentire il funzionamento dell’attrezzatura e di garantirne la sicurezza.



Figura 4. Componenti strutturali



Figura 5. Componenti funzionali

Tutti i suddetti componenti vengono assemblati in un copro unico (Fig. 6) per rendere possibile l'utilizzo del gas contenuto nelle bombole e quindi del pacco stesso.



Figura 6

4. Procedura INAIL di verifica

Il presupposto dell'attività di verifica connessa alla circolare del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti 26422 Div. 3/H del 13.11.2015 è che l'Azienda proprietaria del pacco-bombole non marcato π sia in possesso di una certificazione TPED di tipo del pacco- bombole marcato π, quindi validata da un ON competente. Questo perché la stessa circolare stabilisce che il pacco-bombole che si va a verificare, anche se non contiene tutti i componenti marcati π (nella fattispecie bombole), deve comunque soddisfare i requisiti richiesti dall'ADR. In particolare il telaio deve essere conforme alla certificazione di tipo rilasciata dall'ON; in altre parole deve avere la geometria costruttiva richiesta nella certificazione di tipo, in quanto quest'ultima garantisce il soddisfacimento dei RES della Direttiva TPED (prove di caduta, materiali impiegati per la costruzione del telaio, ecc.).
Tanto premesso, la procedura di verifica si può articolare secondo il seguente iter:

a) sussistenza della certificazione TPED di tipo del pacco-bombole, rilasciata dall'Organismo Notificato a nome del proprietario;
b) controllo documentale dei componenti strutturali e funzionali del pacco-bombole: in particolare controllo dell'avvenuta revisione periodica, con esito positivo (secondo le normative nazionali), delle bombole contenute nel pacco, verifica della corrispondenza tra le matricole riportate sui verbali e quelle indicate sulla targa-dati del pacco, e della disponibilità delle certificazioni di blocchetti, riccioli e valvole (queste ultime necessariamente marcate "π");
c) controllo visivo e dimensionale del pacco-bombole: questo controllo si riferisce soprattutto ai componenti strutturali del pacco, in particolare al telaio e ai collegamenti (riccioli e blocchetti) nonché alle bombole. La finalità di questo controllo è duplice: da un lato

l'accertamento della conformità del pacco-bombole alla certificazione di tipo, il che garantisce la congruità delle caratteristiche geometriche e strutturali del telaio, verticale o orizzontale che sia, con quanto riportato nei disegni costruttivi del progetto approvato dall'ON (come detto in precedenza, tale accertamento rappresenta, secondo la circolare del M.I.T. 26422 Div. 3/H del 13.11.2015, la condizione necessaria e sufficiente per la circolazione solo sul territorio nazionale di merci trasportabili e quindi di pacchi-bombole non marcati "π"); dall'altro la verifica del corretto assemblaggio del pacco-bombole (conformità alla certificazione di tipo), l'assenza di danni (deformazioni per non corretto assemblaggio, urti per movimentazione, ecc.) sui componenti strutturali (telaio e bombole);

d) prova di tenuta del pacco-bombole: in genere questo tipo di operazione viene fatta dal proprietario del pacco o dal fornitore di gas a pacco assemblato; tale operazione viene fatta al fine di verificare la tenuta di tutti i componenti strutturali del pacco-bombole alla pressione di carica del gas secondo le istruzioni di imballaggio P200 dell'ADR, è presieduta dal funzionario INAIL e fa parte della procedura di verifica. Nel caso in cui il proprietario del pacco sia anche fornitore del gas e sia dotato di un sistema di qualità certificato ISO, la prova di tenuta coincide con il riempimento del pacco-bombole e quindi può essere certificata in fase di riempimento senza la presenza del funzionario INAIL;
e) Marcatura del pacco-bombole: eseguite le verifiche suddette, la procedura si conclude con la marcatura del pacco-bombole; ovviamente la targa dati del pacco (Fig. 7) non riporterà né la marcatura "π" né il numero dell'ON poiché, pur rispettando i requisiti di sicurezza previsti dalla TPED, non gode della libera circolazione sul territorio comunitario ma solo su quello nazionale.

FABBRICANTE **XXXXXXX**			NUMERO DI SERIE **123456**
PH (BAR) ----------	PW (BAR) ----------	CAPACITA' (LITRI) ----------	Peso max a pieno carico (KG) ----------
Norma utilizzata per la revisione periodica: _____ Organismo di controllo e paese di approvazione: **INAIL** - **I** Data ispezione iniziale: _____ Telaio conforme alla certificazione di tipo n°: _____			
MATRICOLE BOMBOLE			
PROPRIETARIO			CIRCOLARE MIT PROT. 26422 DIV3/H DEL 13.11.2015 PACCO _____ ITALIA

Figura 7. Esempio di targa dati di un pacco-bombole

L'evidenza dell'avvenuta procedura di verifica da parte del funzionario INAIL è rappresentata dalla compilazione ed emissione del "Certificato di adeguamento alla circolare del MIT n.p. 26422 Div. 3/H del 13.11.2015" (Fig. 8) e della "Relazione tecnica" (Figg. 9 e 10).

INAIL

ISTITUTO NAZIONALE PER L'ASSICURAZIONE CONTRO GLI INFORTUNI SUL LAVORO

Circolare MITn.p. 26422Div3/H del 13.11.2015

PACCHI DI BOMBOLE **Mod. VP 10 rev 0 del 9/2/2016**

Certificato di Adeguamento alla Circolare MIT n.p. 26422Div3/H del 13.11.2015

CERTIFICATO N. : *a cura del DIT*				**DATA EMISSIONE:**	
FABBRICANTE:					
RICHIEDENTE se diverso dal FABBRICANTE					
UOT :					
Estremi del Certificato di Approvazione del Prototipo		**N.ri di fabbrica complessivi:**			
Descrizione dell'attrezzatura:		/codice: ---- ----/A		RISULTATO dei Controlli e delle PROVE	
N° Protocollo:		Estremi della richiesta:		Periodo Ispezione Periodica	

CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'ATTREZZATURA A PRESSIONE TRASPORTABILE
TECHNICAL CHARACTERISTICS OF THE TRANSPORTABLE PRESSURE EQUIPMENT

CAMERA ***CHAMBER***	Pressione MAX di Prova *Max Test Pressure* (bar)	Pressione MAX di Carica *Max Charge Pressure* (bar)	Grado MAX di Riempimento *Max filling ratio* (kg/lt)	Temperature ammissibili *Allowable Temperatures* MIN °C MAX		FLUIDI CONTENUTI *OPERATING FLUIDS*	VOL. (lt)
Corpo Principale *Main Body*							
Camicia *Jacket*							
ADR ed 2015 norma UNI EN ISO n.....						Capacità MAX totale (lt): *Total MAX capacity (lt):*	

N° indiv. Funzionario XF

L'assemblaggio relativo al pacco sopra riportata garantisce la conformità ai requisiti di cui all'ADR ed.vigente.

L'attrezzatura a pressione trasportabile è stata sottoposta al controllo dei suoi elementi costitutivi; ne è stata verificata la conformità alla circolare sopra richiamata ed ai requisiti del Regolamento ADR vigente.

La Relazione tecnica è firmata dall'Ispettore esaminatore.
Il pacco bombole oggetto del presente certificato può circolare esclusivamente in ambito del territorio nazionale in quanto costituita anche da bombole fabbricate in conformità al D.M. 12.settembre 1925 e successive Serie di N.I.

Firma del Tecnico INAIL

SEZIONE TECNICO SCIENTIFICA ORGANISMO NOTIFICATO PER DIRETTIVE 97/23/CE – 2010/35/UE – 2009/105/CE
SEDE OPERATIVA: VIA R. FERRUZZI, 38/40 - 00143 ROMA - TEL. + 39. 06. 54871 EMAIL: on@inail.it
PARTITA IVA: 00968951004 – CF: 01165400589

Figura 8. Il certificato di adeguamento

INAIL

ISTITUTO NAZIONALE PER L'ASSICURAZIONE CONTRO GLI INFORTUNI SUL LAVORO

Circolare MIT n.p. 26422 Div3/H del 13.11.2015

PACCO BOMBOLE ***RT allegata al* Mod. VP 10 rev 0 del 9/2/2016**

RELAZIONE TECNICA PER ATTIVITA' CONNESSA ALL'APPLICAZIONE DELLA Circolare MITn.p. 26422Div3/H del 13.11.2015

QUADRO A

Protocollo UOT n° del

QUADRO B

FABBRICANTE O MANDATARIO NELLA CE			
Ragione sociale:			
Indirizzo:			
Località:			
SUBFORNITORI			
Ragione sociale:		Ragione sociale:	
Indirizzo:		Indirizzo:	
Località:		Località:	

QUADRO C

DESTINATARIO DELL'ATTREZZATURA	
Produzione su commessa: ☐	**Produzione in serie:** ☐
Ragione sociale:	
Indirizzo:	
Località:	

QUADRO D

IDENTIFICAZIONE DELL' ATTREZZATURA:	
Tipologia:	**PACCHI DI BOMBOLE**
Nome commerciale:	
Numero Lotto di produzione:	
NF:	
NF prototipo:	Estremi del certificato approvazione Prototipo:
Disegno:	

QUADRO E

DATI TECNICI DELL'ATTREZZATURA:		
CORPO PRINCIPALE		Note
Tipologia:	INCASTELLATURA DI BOMBOLE	Tipo verticale
Pressione max di carica: (bar)	(*)	(*)Si riferisce alle bombole costituenti pacchi bombole, in funzione del gas contenuto. L'elenco dettagliato è allegato alla presente.
Pressione max di prova: (bar)	(*)	
Grado max di riempimento:(kg/lt)	(*)	
Temperatura max ammiss.: (°C)	+65°C	
Temperatura min ammiss.: (°C)	-20°C	
Capacità: (L) capofamiglia		Sono previste altre versioni come da tabella allegata alla presente
Fluido contenuto:		
Stato fisico del fluido:		

Figura 9. La prima pagina della relazione tecnica

INAIL

ISTITUTO NAZIONALE PER L'ASSICURAZIONE CONTRO GLI INFORTUNI SUL LAVORO

Circolare MIT n.p. 26422 Div3/H del 13.11.2015

QUADRO F

Norme armonizzate:

QUADRO G

DOCUMENTI DI RIFERIMENTO PER LA FABBRICAZIONE:		
Piano di controllo:		
	Allegato	Note
10 – Verbale interno di controllo visivo dell'attrezzatura		
11 – Verbale interno di controllo dimensionale dell'attrezzatura		
12 – Verbale interno prova di pressione	n.a.	
13 – Verbale interno di marcatura e/o etichettatura		
14 – Manuale operativo di installazione, uso e manutenzione		
VERIFICHE ISPETTIVE		

QUADRO H

Elemento	Tipo verifica	esito	Data:	UOT INAIL
COMPONENTI (Telaio, riccioli blicchetti e vaolvole)	**VERIFICA Documentale**	**POSITIVO**		
COLLETTORE	**VERIFICA DIMENSIONALE**	**POSITIVO**		
PACCO ASSEMBLATO	**VERIFICA DIMENSIONALE**	**POSITIVO**		
PACCO ASSEMBLATO	**VERIFICA ETICHETTATURA**	**POSITIVO**		
PACCO ASSEMBLATO (raccordo tipo (*)) A B C D	**PROVA DI TENUTA**	**n.a**		**In sede di riempimento**
(*) il prototipo rappresentativo della famiglia è costruito in tre/quattro versione in funzione delgli elementi di raccordo e tenuta (collettore) che possono essere montati sul pacco: Tipo a (raccordi in rame con emboli in ottone) Tipo b (raccordi in rame con coduli a saldare in ottone e o-ring) Tipo c (raccordi in acciaio con coduli a saldare in acciaio e o-ring) Tipo d (raccordi in acciaio con coduli a saldare in acciaio e tenuta metallica)				

QUADRO I

Risultati:	
I requisiti essenziali di sicurezza richiesti dal Regolamento ADR vigente risultano soddisfatti	
Data	Firma del Tecnico INAIL
Allegati alla relazione: 1) Certificazione tipo e documentazione componenti 2) Verbale interno di controllo visivo dell'attrezzatura 3) Verbale di prova tenuta 4) Certificato verifica periodica bombole bombole costituenti pacchi bombole.	

Figura 10. La seconda pagina della relazione tecnica

5. Conclusioni

A conclusione del presente lavoro si ritiene che i punti salienti da tenere in considerazione per un corretto adeguamento dei pacchi-bombole non marcati “π” alla circolare del MIT 26422 Div. 3/H del 13.11.2015 siano essenzialmente:

- la sussistenza di una certificazione di tipo
- il corretto controllo visivo e dimensionale da parte dell’autorità competente (INAIL)
- la corretta marcatura del pacco-bombole non marcato π.

Ad oggi le verifiche fatte sul campo sono state quasi tutte rispondenti al protocollo di verifica; tranne pochissime eccezioni infatti, i pacchi sottoposti alla procedura hanno risposto positivamente al rispetto della certificazione TPED di tipo e il loro assemblaggio è risultato corretto e conforme alle indicazioni del fabbricante.

Metodi di progettazione avanzata per cisterne in pressione soggette ad impatti perforanti

M. Giglio*, A. Manes*, M. De Mattia**, A. Andolina**

*Politecnico di Milano - Dipartimento di Meccanica
**Inail - UOT di Milano

Sommario

Attualmente sono in circolazione migliaia di cisterne che trasportano materiali pericolosi, gas liquefatti come GPL e altri idrocarburi altamente infiammabili, sostanze chimiche nocive e pericolose, ecc..Tali sistemi possono risultare oltremodo pericolosi se non è garantita perfettamente l'integrità strutturale dell'involucro che li contiene nel caso di impatti esterni. Ad oggi la riduzione del rischio dovuto ad impatto e conseguente perforazione della cisterna/contenitore non è però ottenuta con specifici interventi di progettazione e simulazione avanzata, che permettano di intervenire nel dimensionamento e nella scelta di soluzioni progettuali idonee a proteggere l'involucro in caso di impatto.
Scopo del presente lavoro è di investigare sull'utilizzo di metodologie innovativeper il dimensionamento e la scelta di soluzioni progettuali idonee a ridurre il rischio della perforazione in caso di impatto. Tale metodologie si basano sullacostruzione di modelli agli elementi finiti dei recipienti in pressione. Lo stato attuale dell'arte permette infatti la realizzazione di modelli che possano includere anche effetti quali quelli di dinamica strutturale eil comportamento non lineare del materiale incluso il cedimento del medesimo. Tali modelli rappresentano quindi degli strumenti che possono essere utilizzati per una accurata previsione della resistenza alla perforazione in diverse condizioni di impatto (attualmente difficilmente modellabile con un approccio tradizionale). La costruzione e validazione di tali modelli è però ancora abbastanza complessa. Scopo di questo lavoro è appunto mostrare le potenzialità di tali modelli, ma anche requisiti e attenzioni che emergono nel loro uso, attraverso l'applicazione ad un caso pratico di studio.

1. Introduzione

Nei paesi della Comunità Europea, come in tutti i paesi del mondo industrializzato, circolano ogni giorno migliaia di cisterne che trasportano materiali pericolosi, gas liquefatti come GPL e altri idrocarburi altamente infiammabili, sostanze chimiche nocive e pericolose, ecc. che possono risultare oltremodo pericolosi se non è garantita perfettamente l'integrità strutturale dell'involucro che li contiene nel caso di impatti esterni [1,2]. Sia che questi trasporti avvengano su gomma che su rotaia, come anche via mare, la probabilità di incidenti non è trascurabile: pensiamo, per esempio, al distacco delle funi del sollevatore durante il carico delle merci sulle navi, come ad un deragliamento ferroviario oppure ad un più banale, ma forse ancora più pericoloso, incidente stradale. L'attuale progettazione dei recipienti in pressione considera solo le sollecitazioni statiche, dinamiche e a fatica prevedibili nelle normali condizioni di marcia con l'utilizzo di coefficienti di sicurezza poco significativi per il dimensionamento a impatto delle strutture in esame, vista anche la pericolosità delle merci ivi contenute. Le probabilità di incidente con fenomeni di impatto che possano compromettere la stabilità e l'integrità strutturale del recipiente in pressione è poi ridotta tramite l'applicazione di severe norme di collaudo e verifica periodica.

Attualmente la riduzione del rischio dovuto ad impatto e conseguente perforazione della cisterna/contenitore non è però ottenuta con specifici interventi di progettazione e simulazione avanzata che permettano di intervenire nel dimensionamento e nella scelta di soluzioni progettuali idonee a ridurre tale rischio.
Un passo importante, descritto in questo lavoro, è proprio la definizione di una metodologia operativa, basata sul metodo degli elementi finiti, per determinare le conseguenze strutturali di un impatto di un recipiente con un corpo esterno ovvero di arrivare a definire strumenti progettuali che permettano la progettazione di tali cisterne anche in funzione del fenomeno impattante.
Nel passato tali fenomeni venivano poco considerati o affrontati attraverso metodi di calcolo analitici molto semplificati, oppure in casi molto critici con prove sperimentali. Entrambi gli approcci però non permettono di definire un metodo che sia accurato e allo stesso tempo efficace, quindi utilizzabile in forma estesa per la progettazione “ex ante” la costruzione di un prototipo.
Il metodo degli elementi finiti (FEM) è uno strumento particolarmente versatile e può essere utilmente utilizzato nello studio del caso in esame. Gli autori del presente lavoro hanno contribuito in questi anni all’applicazione di tale metodo anche a casi di integrità strutturale molto complessi soprattutto nell’ambito dell’impatto [3,4,5].
Inoltre dall’analisi dello stato dell’arte è scaturito come la problematica del trasporto di materiali pericolosi sia molto estesa ed attuale, visti i volumi in gioco. In questo contesto è emerso che l’amministrazione federale delle ferrovie americane, F.R.A., Federal Railroad Administration, ha condotto e gestito in maniera sistematica ricerche per controllare l'integrità strutturale dei carri cisterna. L’impegno di risorse e persone è stato (ed è attualmente) ingente. Sebbene tali analisi si sono riferite ai carri cisterna per uso ferroviario i risultati ottenuti, soprattutto in termini di metodologia, sono molto validi ed estendibili a tutti campi di trasporto [6,7,8,9].
Anche nell’analisi svolte dal F.R.A le analisi numeriche sono utilizzate per la valutazione della risposta del sistema a carichi di impatto con in aggiunta una complessa validazione sperimentale. Il grande vantaggio di questo strumento è, una volta validata la metodologia, la possibilità di limitare e sostituire costose e complesse prove sperimentali, con molto più gestibili analisi numeriche.
I modelli numerici rappresentano quindi uno strumento operativo e attualmente abbastanza maturo per uso progettuale avanzato. Tali modelli sono un ambiente virtuale in cui è possibile valutare effetti dell’impatto e in particolare la presenza di perforazioni con eventuale fuoriuscite del fluido contenuto. Sebbene tali modelli siano ancora molto complessi nella costruzione e validazione (come verrà evidenziato nel proseguo), essi rappresentano comunque una possibilità attuale di investigazione su interventi progettuali di diverso tipo (modifica della forma, incremento di spessore, utilizzo di materiali ad assorbimento di energia, protezioni, ecc.). Sarà quindi possibile costruire modelli che riproducono diverse configurazioni ma anche diversi scenari operativi costruendo quindi le risposte della struttura ad una matrice di rischio. Si sottolinea come questa possibilità sia assolutamente innovativa nella panoramica della progettazione di recipienti in pressione.
In questa ricerca ci si prefigge quindi di analizzare l’occorrenza di un impatto e ciò rende il modello numerico piuttosto complesso. La valutazione del danno conseguente a un impatto implica la necessità di modellare i contatti fra le superfici coinvolte e di simulare comportamenti del materiale quale l’estesa plasticizzazione e il danneggiamento progressivo del materiale inclusa la sua eventuale lacerazione. Tali aspetti, che verranno introdotti nel proseguo, rendono il modello fortemente non lineare e richiedono quindi particolare attenzione. L’obiettivo è quello di dimostrare come l’approccio agli elementi finiti si configuri come un utile strumento progettuale in grado di ridurre i costi ma al

contempo permettere di aumentare l'accuratezza progettuale e quindi in definitiva l'affidabilità e le prestazioni dei componenti.
L'approccio verrà mostrato attraverso una applicazione attuale, ovvero la simulazione di un fenomeno di impatto su una cisterna ferroviaria attualmente circolante in Italia. Sebbene qui applicato ad un esempio l'approccio è generalizzabile a recipienti in pressione costruiti in materiale metallico

2. Descrizione del modello

Come precedentemente introdotto, scopo del presente lavoro è illustrare la possibilità del uso del metodo degli elementi finiti per una progettazione avanzata di cisterne in pressione soggette ad impatti perforanti. A tal scopo viene scelto un caso specifico che comunque non toglie generalità al metodo. In particolare viene scelto un carro cisterna ferroviario adibito al trasporto di fluidi in pressione. Il carro è del tipo Zagkks, le cui caratteristiche sono di seguito elencate. Una immagine del carro è riportata in figura 1. In tabella 1 sono riportati i dati salienti di massa del carro in esame. La cisterna presenta un diametro di 2995mm e una lunghezza 15990mm. Lo spessore del mantello è 12.5mm mentre lo spessore dei fondi è 13.5mm. Il carro cisterna preso in esame è rappresentativo del parco carri circolante in Italia.

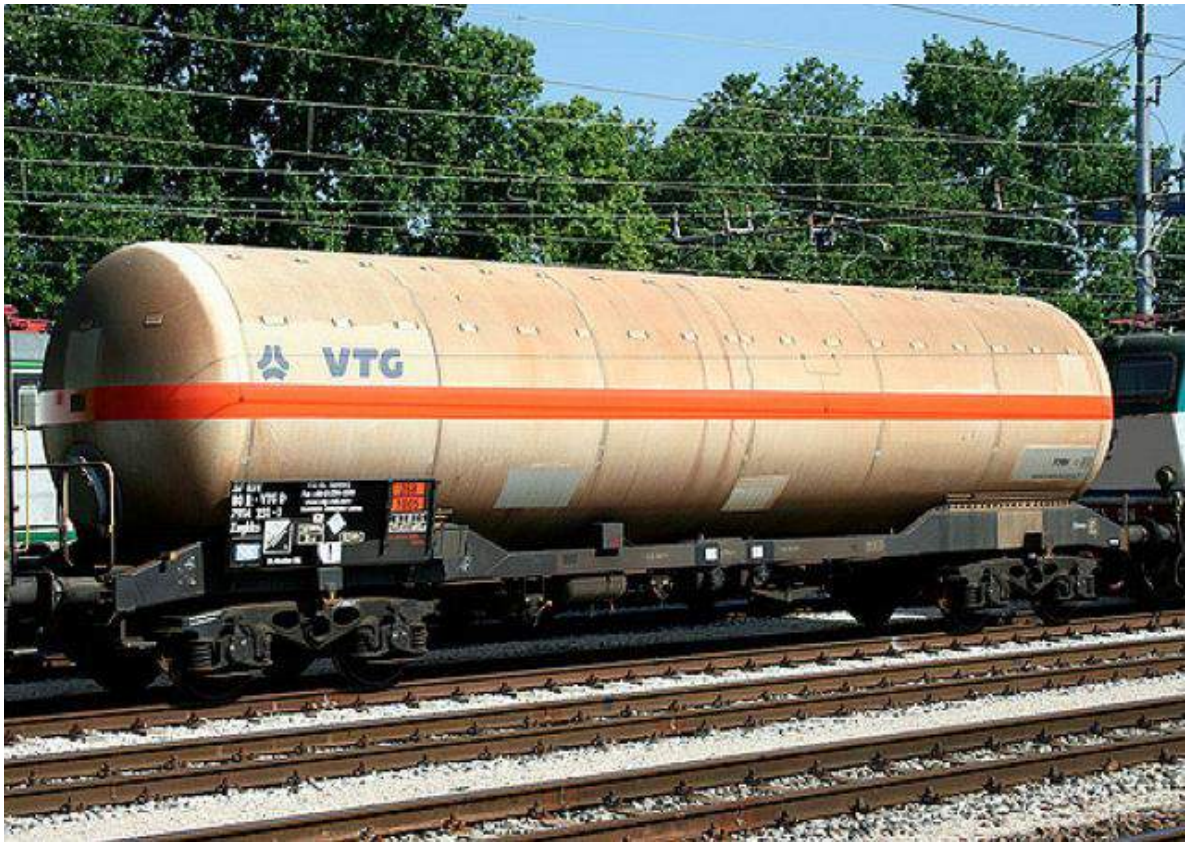


Figura 1. Carro del tipo Zagkks

Z	Carro cisterna
a	A carrelli
g	Adibito al trasporto di gas compressi
kk	Con portata compresa tra 40 e 50 t
s	Adatto al regime di circolazione s (100km/h)

Oggetto	Modalità	Quantità	Massa [tonn]
Cisterna	Densità	7,9 E- 9 [tonn/mm3]	15,85
GPL			46
Cisterna completa	Densità equivalente	3,205 E – 8 [tonn/mm3]	59,89

Tabella 1. Masse relative alla cisterna

Le analisi sono eseguite utilizzando il software commerciale Abaqus 6.14. Si tratta di simulazioni dinamiche non lineari realizzate con il solutore Explicit. La modellazione agli elementi finiti consiste nel discretizzare una geometria, appunto in elementi finiti, assegnargli le proprietà del materiale, e imporre le condizioni al contorno, quali carichi e vincoli. Tale sistema viene quindi analizzato (dal solutore) al fine di trovare lo stato tensionale interno che genera equilibrio con le precedenti condizioni.
La corretta calibrazione del materiale, insieme alla fedele riproduzione geometrica del componente (cisterna) e delle condizioni iniziali e al contorno (velocità, posizioni, contatti, etc.), permette di eseguire una simulazione che riproduce l'evento (lacerazione) in maniera più realistica possibile, in sostanza una prova virtuale. Un aspetto chiave nella creazione dei modelli riguarda appunto le proprietà meccaniche dei materiali. Le analisi d'impatto sono fortemente non lineari in quanto coinvolgono aspetti di contatto, comportamento plastico e danneggiamento progressivo della struttura. La correttezza delle previsioni del modello dipenderà grandemente dai parametri del materiale ed in particolare dalla legge di plasticizzazione e dal criterio di danneggiamento adottato. In particolare in questo caso viene adottato nota relazione di Johnson-Cook (limitata al solo flusso plastico):

$$\sigma = A + B\varepsilon_p^n \qquad (1)$$

Dove ε_p è la deformazione plastica mentre A, B, n sono costanti del materiale.
Per quanto riguarda invece il criterio di danneggiamento è stato utilizzato quello di Bao-Wierzbicki (BW). Il criterio di BW è un classico esempio di criterio di danneggiamento duttile disaccoppiato dalla legge di plasticità. In altre parole il criterio si basa sulla determinazione di una variabile di danno il cui valore dipende in maniera pesata dall'incremento di deformazione plastica e dalla triassialità dello stato di sforzo. In particolare il diverso peso dato all'incremento di deformazione plastica sul danno è descritto da una curva definita fracture locus che descrive la deformazione plastica a rottura in funzione della triassialità.

$$D = \int \frac{d\varepsilon_{eq}^{p}}{\varepsilon_c\left(\sigma_{mean}/\sigma_{eq}\right)} = 1 \qquad (2)$$

Dove
$\varepsilon_c\left(\sigma_{mean}/\sigma_{eq}\right)$ è la curva fracture locus in funzione della triassialità
$\left(\sigma_{mean}/\sigma_{eq}\right)$ è la triassialità cioè il rapporto tra lo sforzo medio e lo sforzo di von Mises

Fintanto che la variabile di danno $\omega_D$di un elemento non raggiunge il valore limite di 1, l'elemento corrispondente non subisce alcun danneggiamento.
Per la definizione delle caratteristiche meccaniche del materiale della cisterna, sono stati utilizzati dati ottenuti da prove sperimentali eseguite su provini ricavati dalla cisterna stessa. Tali dati, Tab 2 riportano i seguenti valori medi delle caratteristiche meccaniche che sono normalmente ricavabili da una prova di trazione monoassiale:

	Rs [MPa]	**Rm [MPa]**	**A%**	**Z%**
MEDIA	478	657	32,4%	73,5%

Tabella 2. Elaborazione dei dati ottenuti dalle prove sperimentali

Comunque è importante sottolineare che la conoscenza dei dati di base ottenibili da una prova di trazione monoassiale non è sufficiente a caratterizzare il materiale al fine di poter utilizzare tale descrizione per successive analisi numeriche non lineari di impatto. In questo caso è stato quindi necessario effettuare un'analisi tramite "inverse method" in cui la stessa prova di trazione monoassiale è stata simulata con il metodo agli elementi finiti ottenendo dati specifici di caratterizzazione della plasticizzazione e della rottura. I dati ottenuti dalle prove sperimentali di calibrazione del materiale così elaborati sono stati quindi introdotti all'interno della simulazione FE come parametri costitutivi della legge di tipo Johnson-Cook, utilizzata per la descrizione dell'incrudimento del materiale durante la plasticizzazione e di legge del tipo Bao e Wierzbicki per la definizione di cedimento duttile.
I valori ottimizzati della calibrazione del modello di Johnson-Cook per l'incrudimento sono riportati in Tabella 3.

Incrudimento		
A	B	n
345	561	0,23

Tabella 3. Parametri ottimizzati della legge di Johnson-Cook del materiale

La legge di danneggiamento del materiale della cisterna è stata definita utilizzando la curva di tipo Bao e Wierzbicki, la quale permette un'ottima modellazione analitica/numerica del comportamento a rottura dei materiali di tipo acciaio, anche in presenza di campi di sforzo combinati (trazione/compressione/taglio). La curva, ottimizzata nel punto di pura trazione utilizzando i dati ottenuti dalle prove sperimentali e una serie di analisi FEM, e modellata nel resto del dominio di esistenza utilizzando dati reperiti in letteratura, viene mostrata in figura 2.
Il sistema è stato modellato sfruttandone la simmetria quindi solo metà cisterna è stata rappresentata. Opportuni vincoli sono stati applicati sul piano di simmetria per simulare la parte di struttura non modellata. Sono state inoltre modellate due superfici rigide che rappresentano il "pavimento" e il muro posteriore della cisterna. Tali superficie sono state vincolate con incastri. Quella posteriore è immediatamente a contatto con la superficie della cisterna e quindi fa da barriera al moto della cisterna stessa in maniera da simulare una condizione gravosa. Quella inferiore invece non è in contatto diretto con la cisterna e serve solo qualora il sistema si deformi verso il basso a simulare la presenza del carrello che si oppone a tale moto. In figura 3 è mostrata una visione d'insieme del sistema numerico.

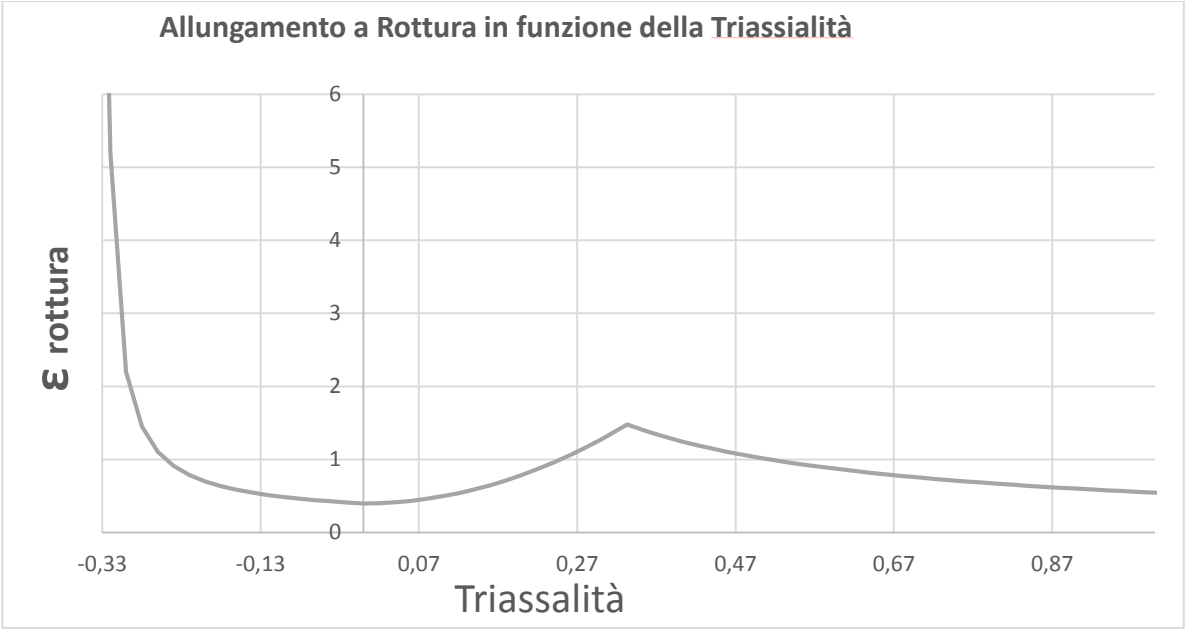


Figura 2. Legge fracture locus utilizzata per la simulazione numerica del danneggiamento duttile (modello Bao-Wierzbicki) per l'acciaio della cisterna

La modellazione del pavimento nasce dall'esecuzione di una serie di analisi di validazione effettuate utilizzando dati e geometrie presenti in [6,7,8,9]. Ciò ha permesso di validare il metodo considerando che in quel caso ve erano anche a disposizione valori sperimentali. Si è quindi deciso di lasciare anche in questo caso la medesima configurazione con il pavimento. Come comunque già commentato il grande valore aggiunto di questo metodo e la possibilità di simulare qualsivoglia configurazione.
La cisterna è stata modellata utilizzando elementi shell tranne per la zona prossima all'impatto dove sono stati usati elementi 3D. Infatti nella zona di danneggiamento l'utilizzo di elementi solidi e fortemente consigliato in quanto permette di ottenere una morfologia di danneggiamento più realistica. Gli elementi utilizzati sono di tipo shell S4R e solidi C3D8R e C3D6R. In totale si hanno 503393 elementi ad integrazione ridotta. In figura 4 si può osservare la sezione trasversale della cisterna. La zona realizzata con gli elementi soldi è collegata con la restante parte shell mediante un'interazione di tipo "shell to solid coupling". Nella zona con gli elementi solidi è stata usata una mesh particolarmente fitta nella zona centrale con una transizione verso l'esterno, ingrandendo gradualmente gli elementi. Nella zona più fitta gli elementi hanno dimensione 2x2mm in pianta e 1.5mm nello spessore. In tal modo si minimizza ogni possibile effetto della mesh. Si sottolinea comunque come tale dimensione nasca da una serie di analisi di analisi per verificare la convergenza e verosimiglianza della soluzione.
Per quanto riguarda i vincoli la cisterna è collegato a terra mediante un vincolo di cerniera applicato su una corona circolare posta in prossimità del fondo. Il vincolo è realizzato per mezzo di un'interazione di tipo coupling, Figura 5. Il vincolo rappresenta un chiaro esempio dell'approccio ingegneristico necessario per il metodo agli elementi finiti. Sebbene sia possibile modellare ogni componente fino al massimo grado di dettaglio non è sempre opportuno farlo. In questo caso essendo comunque la zona di vincolo lontana dalla zona di applicazione del carico è sufficiente un sistema di vincoli equivalenti.

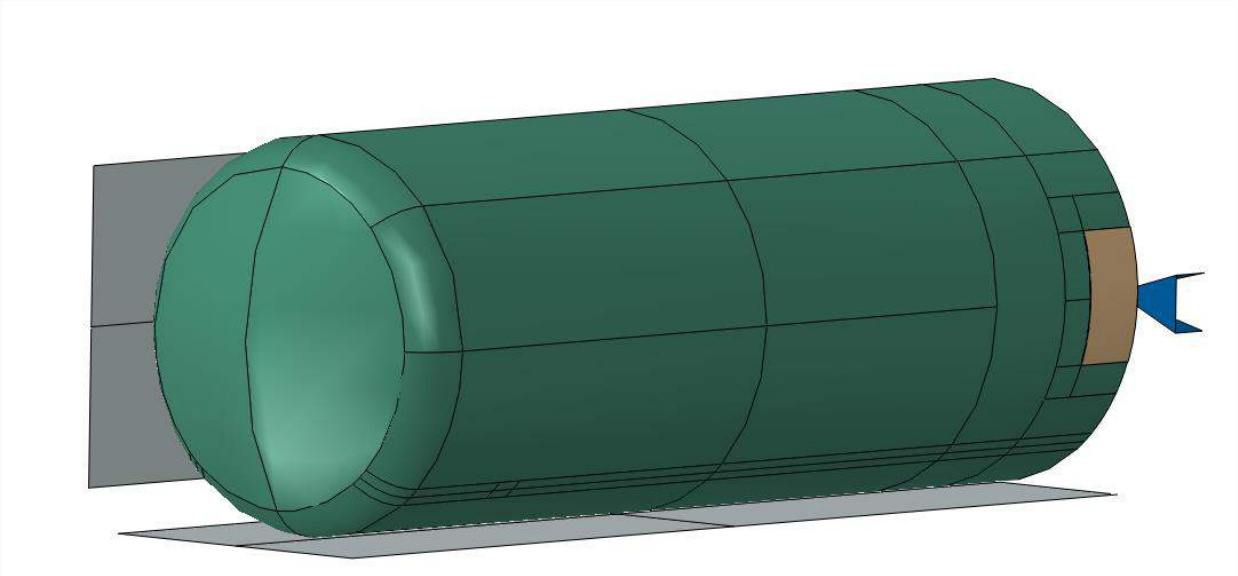


Figura 3. Modello completo della cisterna circolante sulla rete italiana

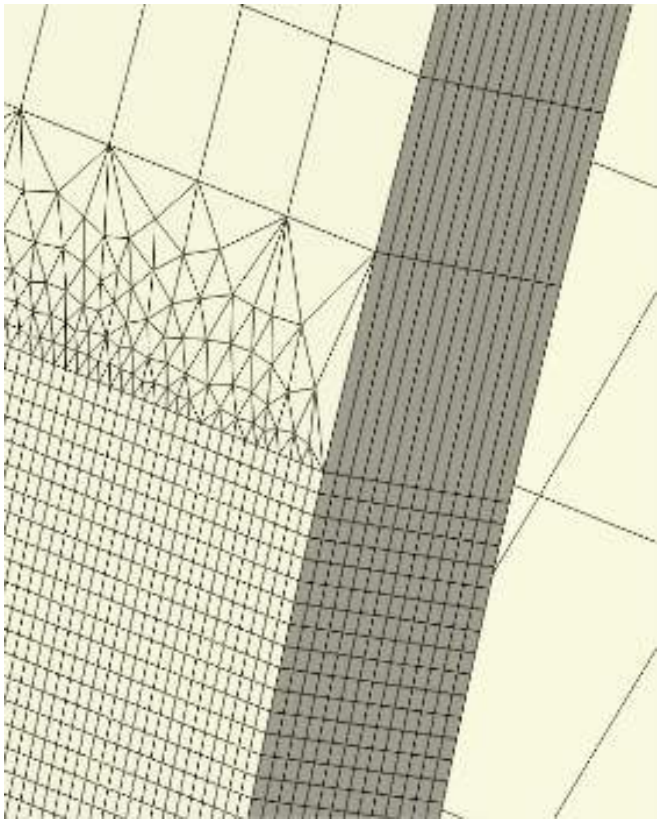


Figura 4. Dettaglio della mesh di transizione sulla cisterna

Per simulare la presenza di GPL in pressione all'interno della bombola, è stata applicata all'interno della cisterna una pressione pari a 0.757MPa come somma della pressione idrostatica media più la pressione necessaria per la liquefazione. Per quanto riguarda la forma del penetratore, esso ha la forma di un tronco di piramide con una superficie d'impatto pari a 152.4x152.4mm, Figura 3. I raccordi hanno raggio di 012.7mm. Esso è vincolato a muoversi solo orizzontalmente è ha una velocità e massa di 6795mm/s e 64.84ton.

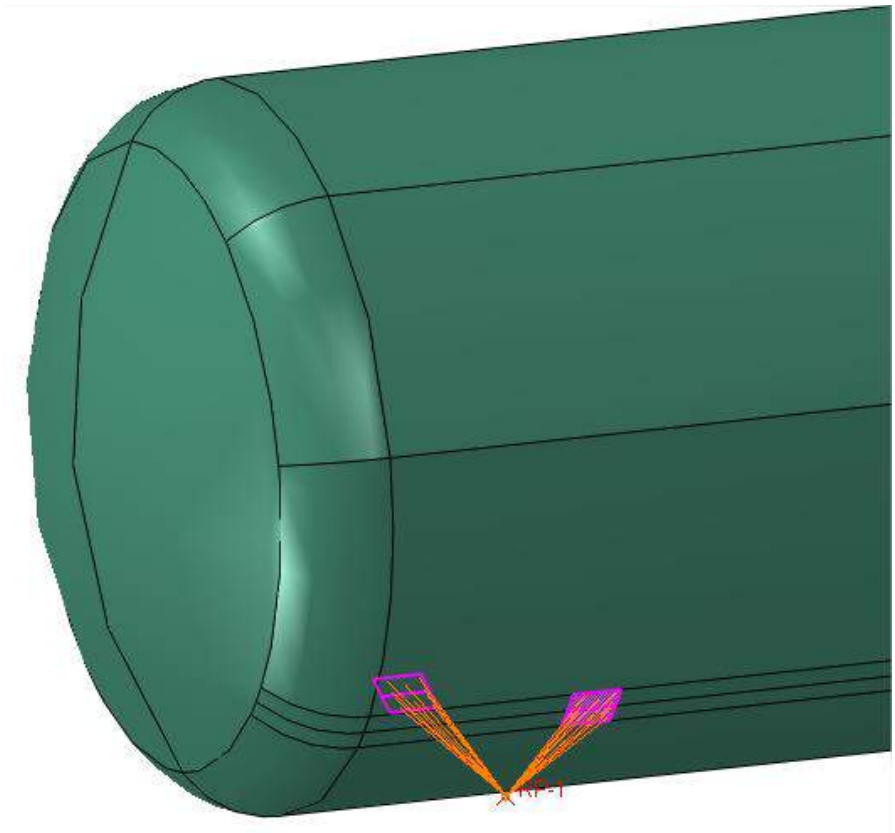


Figura 5. Dettaglio dell'interazione di coupling con la quale si collega il reference point nel quale è applicata la cerniera con due zone sulla cisterna

Il modello numerico descritto va considerato come la configurazione base del sistema. Accanto a questo caso però sono state analizzate anche configurazioni differenti. Globalmente i casi valutati sono:

- Configurazione base
- Spessore cisterna +15%
- Con presenza di un jacket

Il caso dello spessore cisterna +15% è del tutto analogo al caso base solo che lo spessore della cisterna è stato aumentato del 15% onde valutarne l'effetto. Nel caso invece con il jacket si ipotizza la presenza di un jacket esterno avente un diametro di 3111mm e uno spessore di 3.022mm. Il materiale del jacket è lo stesso acciaio con cui è fatta la cisterna. Anche il jacket è vincolato per mezzo di un coupling al reference point in cui si è definito il vincolo di cerniera. I risultati delle analisi in termini di curve forza-spostamento per i vari casi sono riportati in figura 6.

Dall'analisi di figura 6 appare evidente l'andamento forza spostamento necessario per penetrare la cisterna. Si osserva che il posizionamento di un jacket implica un forte aumento del carico massimo necessario per la foratura. La ragione va cercata nel materiale del jacket stesso, nel caso ora in esame si è scelto di adottare lo stesso materiale della cisterna anche per il jacket. In questo contesto dato lo spessore di 3.022mm del jacket ciò ci pone in una situazione quasi analoga a quella di avere uno spessore della cisterna aumentato di circa il 25% con il conseguente aumento del carico penetrante. In figura 7 sono riportate le varie morfologie di danneggiamento ottenute nei vari scenari analizzati per la cisterna.

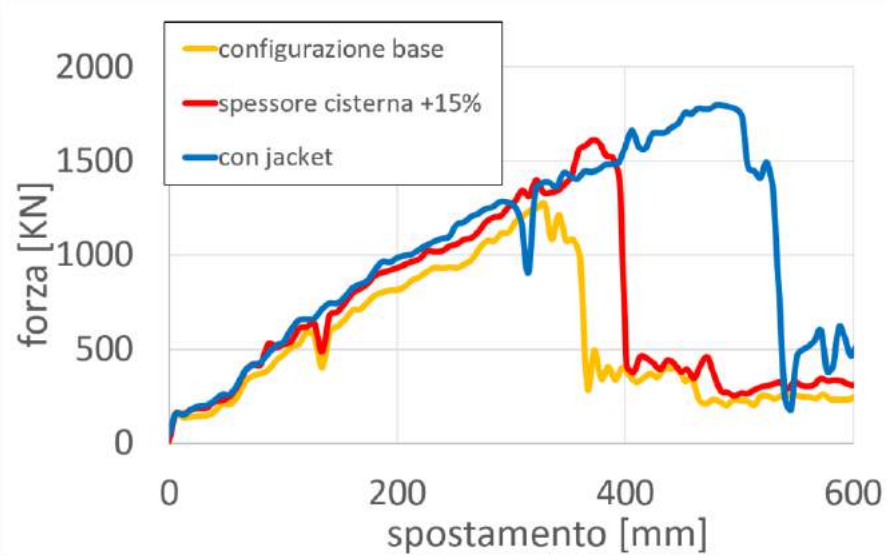


Figura 6. Curve forza-spostamento per varie configurazioni numeriche della cisterna circolante sulla rete italiana

3. Conclusioni

La circolazione di cisterne che trasportano materiali pericolosi, gas liquefatti come GPL e altri idrocarburi altamente infiammabili, sostanze chimiche nocive e pericolose, ecc., può risultare oltremodo pericolosa se non è garantita perfettamente l'integrità strutturale dell'involucro che li contiene nel caso di impatti esterni.
Nel 2013, ultimo anno di cui si hanno le rilevazioni Istat, per quanto riguarda la ferrovia si ha una movimentazione in totale di 88 milioni di tonnellate pari a 19 miliardi di tonnellate-km. Di queste 7.253.165 tonnellate sono di merci pericolose La probabilità di incidenti non è trascurabile.
Attualmente la riduzione del rischio dovuto ad impatto e conseguente perforazione della cisterna/contenitore non è però ottenuta con specifici interventi di progettazione e simulazione avanzata che permettano di intervenire nel dimensionamento e nella scelta di soluzioni progettuali idonee a ridurre tale rischio.
Uno dei punti chiave dell'attività di questa ricerca è stato quindi quello di mostrare una metodologia per la costruzione di modello agli elementi finiti delle cisterne che possa prevedere accuratamente la resistenza alla perforazione eventualmente in diverse condizioni di impatto. Tali modelli sono una sorta di ambiente virtuale in cui è possibile verificare diverse condizioni operative come se fossero delle prove virtuali, in altre parole un ambiente simulato ma verosimile in cui verificare la criticità della situazione. Tali analisi prevedono la possibilità di valutare la pericolosità di uno scenario attraverso la definizione delle variabili più importanti che possono interagire durante la fase di impatto (tipo di impatto, luogo dell'impatto, tipo di impattatore ed energia, materiali, pressurizzazione, etc.).

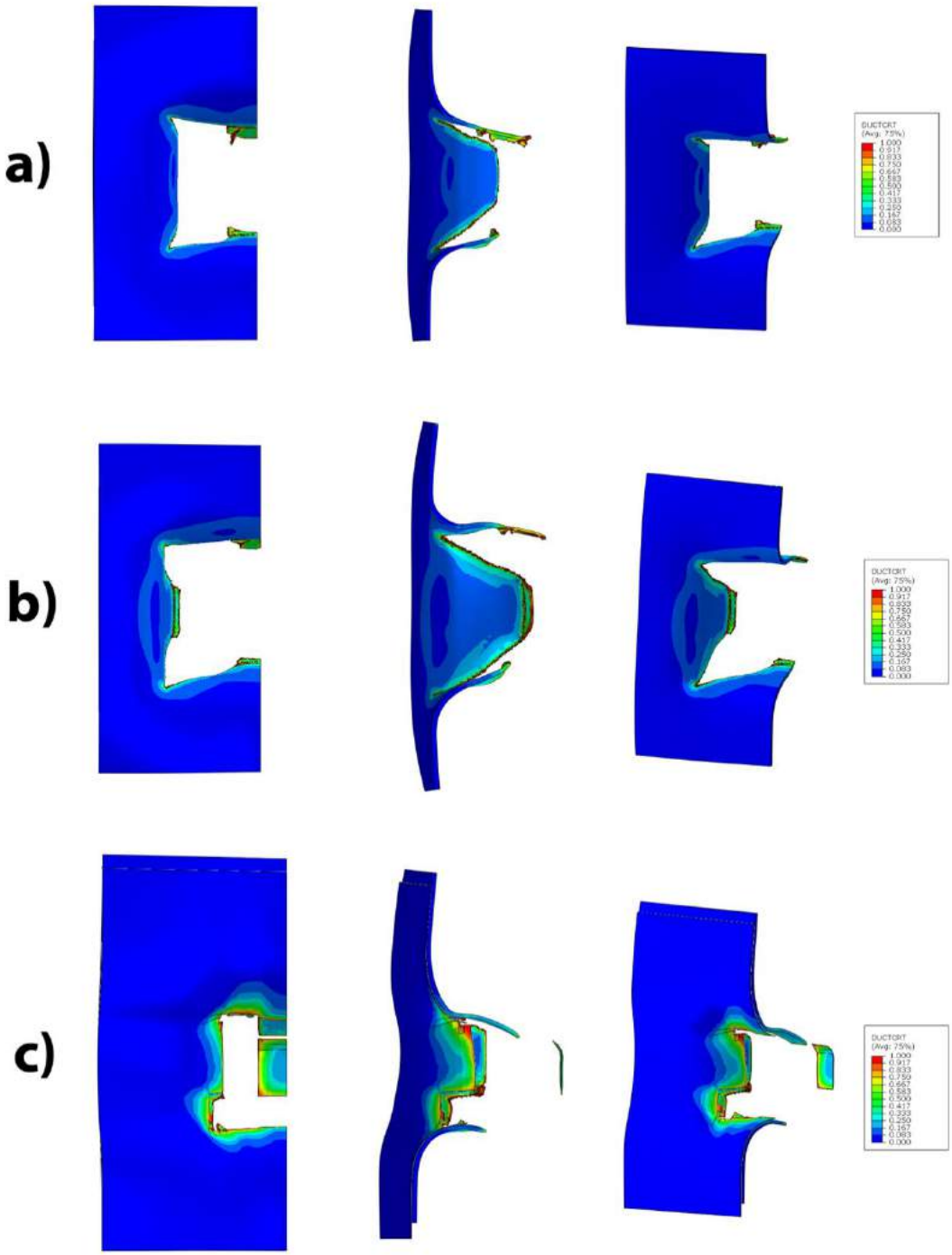


Figura 7. Confronto tra le varie superfici di danneggiamento per la cisterna con evidenziato il countour della variabile di danneggiamento DUCTCRT. (a) condizione base (b) spessore +15% (c) con jacket

Attualmente le analisi mostrano solo un numero limitato di caso ma in linea teorica è possibile provare qualsivoglia configurazione sia come tipo di impatto che come materiali. Sarebbe ad esempio possibile verificare l'effetto dell'impatto della cisterna su componenti di materiale rotabile, distanziali o altri tipi di impattatore più articolati. Sarebbe inoltre possibile valutare l'effetto di diversi tipi di materiale, anche in combinazione (si pensi ad esempio ad un jacket sviluppato con l'ausilio di materiali per la protezione balistica).

Sebbene l'attuale livello di disponibilità di software (solutori per modelli ad elementi finiti) e hardware (personal computer dove far elaborare questi modelli) sia attualmente disponibile per un utilizzo relativamente diffuso, tali modelli rimangono ancora complessi, sia per la fase di costruzione che per la fase di validazione. Scopo di questa attività è stato appunto mostrare le potenzialità di tali modelli ma anche requisiti e attenzioni che emergono nel loro uso. Il livello di approfondimento necessario per la costruzione di tali modelli è infatti direttamente proporzionale alla complessità del fenomeno che si vuole riprodurre. In questo caso volendo riprodurre un impatto con eventuale cedimento è necessario un elevato approfondimento sulle proprietà del materiale e sulla modalità di costruzione di un siffatto modello altamente non-lineare. Questi modelli infatti devono includere:

- La dinamica strutturale
- Il comportamento non-lineare del materiale
- L'interazione tra il fluido contenuto nel serbatoio e il serbatoio stesso
- Il possibile cedimento del materiale

Il vantaggio di tali analisi è però la possibilità di valutare l'effetto di diversi fattori sulla risposta strutturale delle cisterne a seguito di un fenomeno come l'impatto che ancora oggi è difficilmente modellabile con un approccio tradizionale. La modellazione agli elementi finiti ha invece mostrato come diversi fattori possano essere verificati e modificati al fine di ottimizzare la progettazione. Questo anche soprattutto in forma preliminare alla costruzione del componente quindi direttamente in fase progettuale.

Bibliografia

[1] Ufficio studi Confcommercio. Analisi e previsioni per il trasporto merci in Italia-maggio 2015.

[2] Rilevazioni Istat. Trasporto ferroviario anni 2004-2013.

[3] Gilioli A, Manes A, Giglio M, Wierzbicki T. Predicting ballistic impact failure of aluminium 6061-T6 with the rate-independent Bao-Wierzbicki fracture model. International Journal of Impact Engineering. February 2015;76:207–220

[5] Manes A, Gilioli A, Sbarufatti C, Giglio M. Experimental and numerical investigations of low velocity impact on sandwich panels. Composite Structures. 2013;99:8-18

[6] http://www.fra.dot.gov/Page/P0001

[7] Jeong DY, Tang YH, Yu H, Lyons ML, Gordon JE, Orringer O, Perlman AB. Engineering Studies on Structural Integrity of Railroad Tank Cars Under Accident Loading Conditions.

[8] Kirkpatrick SW. Detailed Puncture Analyses of Various Tank Car Designs. ARA Final Technical Report-revision 1, Prepared for the Next Generation Railroad Tank Car (NGRTC) Project. January 2010.

[9] Jeong DY. Volpe Center Support in FRA Hazardous Materials Tank Car Safety Research Program. 22 Aprile 2014.

Insiemi soggetti a più direttive: “best practice” per una corretta marcatura CE

M. Giacobbo*

*NECSI s.r.l.

Sommario

Nell’ambito dell’applicazione delle principali direttive di prodotto, quando l’integrazione di singole attrezzature a pressione, macchine o componenti, pur già marcati CE, genera rischi aggiuntivi non valutabili dai rispettivi fabbricanti, si rende necessaria una valutazione di conformità ed una marcatura CE d’insieme. Le singole attrezzature perdono così la loro individualità.
È noto che la marcatura CE indica la conformità di un prodotto a tutte le direttive applicabili, che vengono specificate nella dichiarazione di conformità. Se un insieme PED è anche una macchina, dovrà quindi rispettare i RES sia della direttiva 2014/68/UE, sia della 2006/42/CE, e nella fattispecie la nuova PED prevede che sia emessa un’unica dichiarazione di conformità UE contenente tutti i riferimenti ai vari atti dell’Unione.
Il 7° considerando della 2014/68/UE sostiene che l’assemblaggio di attrezzature negli impianti sotto la responsabilità di un utilizzatore non dovrebbe essere oggetto della direttiva. L’art. 2 definisce come fabbricante colui che fabbrica attrezzature o insiemi e li commercializza con il proprio nome, oppure li utilizza a fini propri. Tale principio è ancor più radicato nella direttiva macchine, che impone la marcatura CE a chiunque costruisca una nuova macchina, anche se non finalizzata all’immissione sul mercato ma alla sola messa in servizio, quindi anche ad un utilizzatore. Ne consegue che qualsiasi soggetto che realizzi un insieme a pressione al quale risulti applicabile anche la direttiva macchine dovrebbe attuare anche una procedura globale di valutazione di conformità PED, altrimenti verrebbe meno all’obbligo di dichiararne la conformità a tutte le direttive applicabili.
La memoria vuole presentare un approccio integrato di valutazione di conformità ed applicazione congiunta di più direttive agli insiemi, ai fini di una corretta marcatura CE.
Per semplicità verrà fatto riferimento all’applicazione delle sole direttive PED e Macchine.

1. Introduzione

La direttiva 2014/68/UE (PED), oltre alle attrezzature a pressione, si applica anche agli ***insiemi di attrezzature*** montate per costituire un tutto integrato, funzionale e protetto, se il fabbricante intende commercializzarli e metterli in servizio come tali, e non sotto forma di elementi non assemblati.
Secondo la Direttiva Macchine 2006/42/CE (MD) si definisce ***macchina*** un insieme equipaggiato o destinato ad essere equipaggiato di un sistema di azionamento diverso dalla forza umana o animale diretta, composto di parti o di componenti, di cui almeno uno mobile, collegati tra loro solidamente per una applicazione ben determinata; mentre la ***quasi-macchina*** è un insieme di parti che, da solo, non è in grado di garantire un’applicazione ben determinata, quindi è destinata unicamente ad essere incorporata o assemblata con altre macchine o altre quasi-macchine o apparecchi per costituire una macchina(1). Costituisce una macchina oggetto della MD anche un ***insieme di macchine o quasi-macchine*** che, per raggiungere uno stesso risultato, sono disposte e comandate in

[1] Per esempio anche una centralina oleodinamica o dei cilindri rotanti a vapore sono quasi-macchine.

modo da avere un funzionamento solidale. In seguito il termine macchina in senso lato potrà quindi essere quindi utilizzato indistintamente anche per gli insiemi di macchine.
Il concetto di insieme è presente anche in altre direttive, come per esempio nella 2014/34/UE (ATEX), la quale si applica agli ***insiemi di apparecchi*** quando in fase di integrazione si introduce un rischio di innesco non valutato per i singoli apparecchi.
Appare evidente che difficilmente può sussistere l'idea di singola attrezzatura a pressione soggetta a più direttive, in quanto in linea di principio è necessaria la presenza di altre parti o componenti per rientrare nel loro campo di applicazione (per es. organi in movimento, attuatori, pompe, bruciatori, ecc.), pertanto il concetto di insieme in senso lato diventa fondamentale. Inoltre, la particolarità dell'insieme PED è quella che deve costituire un tutto integrato e funzionale, quindi in perfetto accordo con la definizione di macchina.
Un'altra definizione che si ritiene importante riportare è quella di ***fabbricante***, che viene definito nella nuova PED come la persona fisica o giuridica che fabbrica un'attrezzatura a pressione o un insieme e lo commercializza con il proprio nome o marchio commerciale *o lo utilizza a fini propri*. Quindi anche un utilizzatore può diventare fabbricante.

2. La direttiva PED nelle macchine

2.1 La Direttiva Macchine e le direttive specifiche

La 2006/42/CE è applicabile ad una vastità di prodotti ed è probabilmente da considerare la direttiva più importante nel mondo industriale. Nell'Allegato I sono contenuti numerosi requisiti essenziali di sicurezza (RES), che trattano pericoli di diversa natura: meccanici, elettrici, alte temperature, sostanze pericolose, fluidi in pressione, incendio, esplosione, ecc. Quando tuttavia essa non è più sufficiente per affrontare requisiti specifici rispetto i quali altre direttive possono garantire più efficacemente la sicurezza di persone, cose e ambiente, è necessario valutare l'interazione con tali "direttive specifiche"[(2)].
In linea di principio, se un prodotto rientra contemporaneamente nel campo di applicazione di più direttive, tutte queste devono essere applicate in modo da soddisfare i requisiti di ognuna. Nella realtà però possono presentarsi diverse circostanze, persino condizioni di esclusione.
In particolare, nel caso delle macchine sono previste tre casistiche:

1) direttive specifiche che si applicano a particolari macchine in sostituzione completa della MD (per es. ascensori 2014/33/UE o dispositivi medici 2007/47/CE);
2) direttive specifiche da applicare congiuntamente per soddisfare adeguatamente uno o pochi RES trattati in modo generico dalla MD; tra queste rientra appunto la PED, che affronta in particolare i pericoli derivanti da fluidi in pressione;
3) direttive che devono essere applicate alle macchine in aggiunta alla MD, poiché quest'ultima non tratta determinati requisiti (per es. CPR 305/2011, EMC 2014/30/UE).

Nella fattispecie diventa interessante analizzare il contesto di applicabilità del caso 2. Riassumendo, se una macchina presenta parti pressurizzate, la MD si dovrà applicare per tutti i requisiti relativi agli organi meccanici in movimento, all'equipaggiamento elettrico, alle temperature estreme, ai sistemi di comando, e così via, mentre la PED, quando pertinente, dovrà essere rispettata per la progettazione e fabbricazione ai fini di una resistenza adeguata a pressione, la protezione contro il superamento dei limiti ammissibili, i rischi di surriscaldamento, ecc.
Vi sono tuttavia delle situazioni in cui è possibile garantire la sicurezza del sistema applicando la sola MD, per esempio quando attrezzature ed insiemi in pressione sono classificati in categoria non superiore alla I. Infatti l'art.1.2-f della 2014/68/UE prevede che

[2] L'art. 3 della direttiva 2006/42/CE definisce l'ambito delle direttive specifiche, cioè quelle che trattano i requisiti pertinenti ai rispettivi campi di applicazione in modo molto specifico e particolareggiato.

se tali attrezzature o insiemi fanno parte di macchine soggette alla 2006/42/CE, possano essere esclusi dal campo di applicazione PED e sia sufficiente soddisfare i requisiti della sola MD.
In questo ragionamento e nella casistica considerata appare chiara la preponderanza della MD nei confronti della PED, così come rispetto ad altre direttive specifiche.

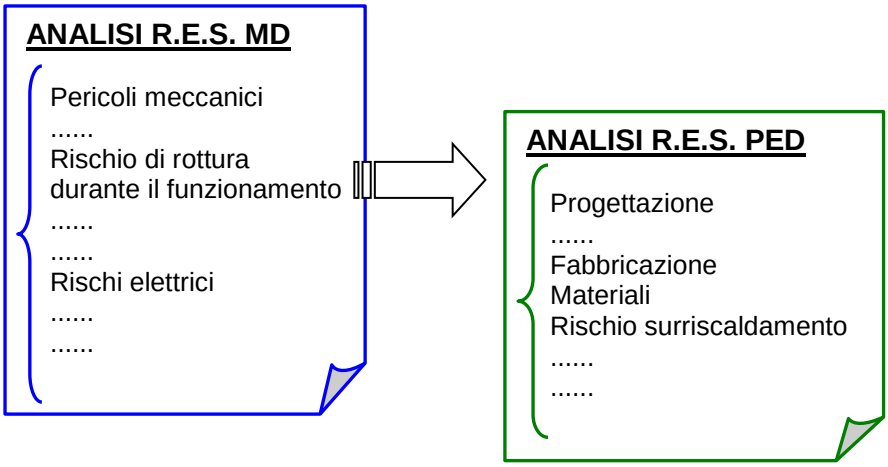


Figura 1. Analisi RES di una macchina soggetta alle direttive MD e PED

2.2 Assemblaggio di macchine, attrezzature e insiemi a pressione

Quando una macchina presenta parti pressurizzate, tipicamente si possono presentare le seguenti situazioni.

a) All'interno di una macchina sono presenti singole attrezzature a pressione che generalmente richiedono il collegamento ad un impianto esistente presso il sito dell'utilizzatore. È il caso per esempio dei polmoni di accumulo, dei filtri aria o delle tubazioni nei circuiti pneumatici, ecc. La protezione di tali attrezzature dipende solitamente dal contesto d'installazione e dall'impianto a cui vengono collegate e la relativa responsabilità è in capo all'utilizzatore. La fattispecie si configura come la classica situazione di "installazione", che la PED prevede regolamentata dalla legislazione nazionale.
b) Nella macchina vengono installati uno o più insiemi a pressione, per esempio centraline oleodinamiche con accumulatori, unità frigorifere complete, piccoli generatori di vapore elettrici, sistemi idraulici di equilibratura nelle macchine utensili, ecc., ciascuno dei quali costituisce appunto un tutto integrato e funzionale che deve essere protetto. Spesso essi vengono acquistati già marcati CE PED, ma talvolta vengono realizzati dallo stesso fabbricante della macchina finale. In entrambe le circostanze questi insiemi devono essere conformi alla PED, solo che nel primo caso ciò è garantito dalla dichiarazione UE di conformità rilasciata dal fornitore dell'insieme acquistato, mentre nel secondo è il fabbricante della macchina finale a dover procedere con una valutazione globale di conformità PED, poiché le misure di protezione e riduzione del rischio possono essere valutate ed attuate solo dal lui.[3] Tale attività non dovrebbe infatti ricadere sotto la responsabilità dell'utilizzatore.
c) L'insieme PED è indistinguibile dalla macchina stessa, quando la sicurezza come insieme a pressione non può prescindere dalla sicurezza come macchina e viceversa, in quanto i rischi sono strettamente correlati nell'uno e nell'altro ambito. Si pensi per

[3] Purtroppo accade spesso di trovare insiemi a pressione soggetti a PED, inseriti all'interno di macchine e realizzati dal fabbricante della macchina stessa, privi di marcatura CE e di dichiarazione di conformità PED.

esempio a recipienti con agitatore interno (o con sistemi di chiusura dotati di attuatori idraulici), alle macchine per tintoria, ai gruppi asciuganti a vapore nelle macchine per la produzione della carta, ma anche ai generatori di vapore ed alle caldaie ad olio diatermico, agli impianti frigoriferi e pompe di calore, ai compressori d'aria, ecc. In questi casi è evidente l'obbligo da parte del fabbricante di soddisfare congiuntamente le direttive MD e PED. In alcuni casi esistono specifiche norme di prodotto e sono giustappunto armonizzate a entrambe le direttive.

Nei primi due casi l'applicazione della PED avviene in genere separatamente, in quanto nell'integrazione delle attrezzature o degli insiemi a pressione nella macchina in generale non vengono introdotti rischi aggiuntivi (tanto è vero che può essere sufficiente acquistarli già marcati CE e seguire le istruzioni del fabbricante).

La casistica c) si configura come quella più complessa e interessante, dove l'interazione tra le direttive è più forte e radicata, e richiede un vero e proprio approccio integrato. Una non corretta messa in atto dell'iter di valutazione globale di conformità CE, oltre ad essere un inadempimento degli obblighi procedurali introdotti dalla normativa comunitaria, potrebbe nascondere un problema di sicurezza sostanziale, in quanto alcuni rischi potrebbero non essere stati affrontati e ridotti tramite misure adeguate.

L'applicazione descritta di seguito vuole mostrare un esempio riconducibile alla casistica precedentemente descritta.

3. Bruciatore in vena d'aria

3.1 Analisi di applicabilità delle direttive

Un bruciatore in vena d'aria è un generatore di gas caldo di tipo diretto, in cui la combustione si sviluppa direttamente nel flusso della massa d'aria da riscaldare. Il tipo particolare di bruciatore che vogliamo considerare è alimentato a GPL ed il gas viene prelevato in fase liquida da uno stoccaggio ed inviato ad un serpentino di riscaldamento dove vaporizza, all'uscita del quale, dopo opportuna riduzione di pressione, giunge all'anello bruciatore. Un ventilatore preleva l'aria dall'ambiente e la invia verso l'anello stesso. Parte del flusso d'aria diventa aria comburente, mentre il flusso totale di gas caldo viene poi utilizzato per l'essiccazione dei prodotti attraverso opportune attrezzature poste a valle. La particolarità dell'applicazione sta nel fatto che il serpentino è riscaldato direttamente dall'aria prodotta dal bruciatore stesso.

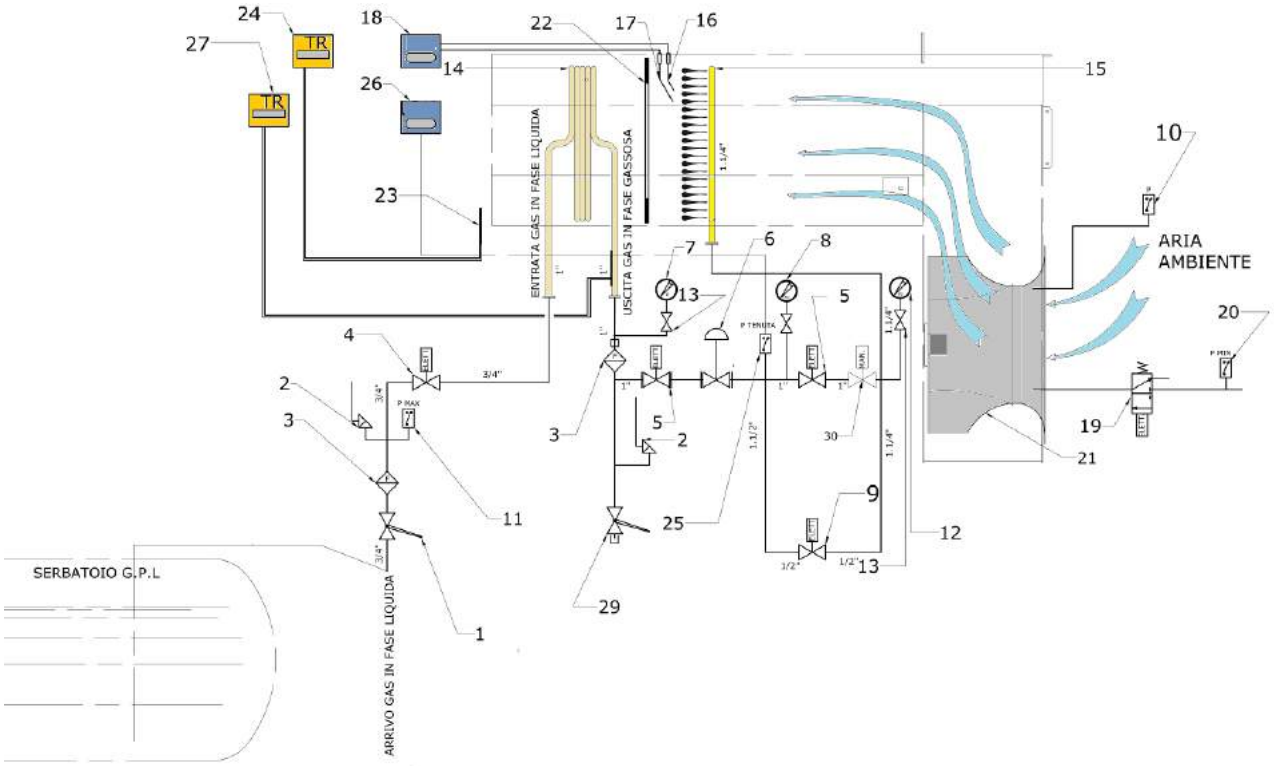


Figura 2. Schema di un bruciatore in vena d'aria a GPL (gentile concessione di MECMAR S.p.A.)

Il sistema costituisce un insieme nel quale trovano applicazione diverse direttive, tra cui in particolare la Direttiva Macchine e la PED. Per quanto riguarda gli aspetti collegati al rischio esplosione è necessario inoltre classificare le zone per valutare l'applicabilità della direttiva ATEX ai vari apparecchi presenti (ventilatore, elettrovalvole, quadro elettrico, ...). C'è poi l'aspetto legato alla compatibilità elettromagnetica dell'equipaggiamento elettrico (motore, quadro elettrico e parti elettroniche di comando e sicurezza). Poiché il bruciatore è destinato specificatamente all'utilizzo industriale in ambienti industriali, non risulta invece applicabile la direttiva GAD 2009/142/CE (apparecchi a gas).
Tutto l'impianto è da considerare a tutti gli effetti una macchina, in quanto sono presenti parti mobili (ventilatore e relativi organi di trasmissione) ed è concepito per un'applicazione ben determinata (generazione di aria calda). In tale contesto esso deve quindi soddisfare i requisiti essenziali di sicurezza della direttiva 2006/42/CE, tanto più che il ventilatore viene acquistato con dichiarazione di incorporazione secondo All. II-B della direttiva[4].
L'impianto in pressione è un insieme soggetto alla PED, in cui l'attrezzatura di categoria più elevata è il serpentino di riscaldo, classificato come recipiente per gas pericolosi in II categoria di rischio[5].

[4] Nella dichiarazione di incorporazione viene esplicitamente vietata la messa in servizio della quasi-macchina finché la macchina finale in cui essa viene incorporata non sia dichiarata conforme alle disposizioni della direttiva 2006/42/CE.
[5] Le altre attrezzature di cui è composto l'insieme (tubazioni ed accessori a pressione) poiché non superano la categoria I, potrebbero rimanerne escluse.



Figura 3. Bruciatore in vena d'aria (gentile concessione di MECMAR S.p.A.)

In questo esempio siamo palesemente nel caso c) illustrato nel capitolo precedente, in quanto la macchina non può prescindere dall'insieme PED e viceversa. Infatti sia la funzionalità sia la sicurezza dell'insieme devono essere affrontati mediate un approccio integrato.[6]

3.2 Valutazione del rischio

La valutazione del rischio si basa come è noto sui seguenti concetti fondamentali:

a) eliminazione dei pericoli mediante misure di protezione integrate nella progettazione;
b) protezioni o adeguate misure di protezione complementari, atte alla riduzione dei pericoli qualora non sia possibile la loro eliminazione;
c) informazioni per l'uso sui rischi residui e indicazione di misure speciali adatte al caso.

Il tutto deve essere contestualizzato all'uso previsto, pertanto, per evitare il pericolo di uso improprio, si deve dare precedenza a soluzioni di progettazione intrinsecamente sicure.
La valutazione del rischio deve considerare sia aspetti concernenti l'insieme macchina, sia aspetti di processo.
Considerando la MD come la direttiva principale, la valutazione può essere condotta sulla base della norma EN ISO 12100 per i pericoli in essa contemplati, sviluppando l'analisi dei rischi di processo in base a metodologie più specifiche (HazOp, FTA, FMEA, ecc.), realizzando l'equipaggiamento elettrico in conformità alle pertinenti norme (EN 60204-1, EN 50156-1) e i circuiti di comando con funzione di sicurezza con l'affidabilità richiesta.

[6] Nel seguito, per sinteticità, non verranno esposti in dettaglio le analisi condotte ma ne verrà presentato solo l'approccio.

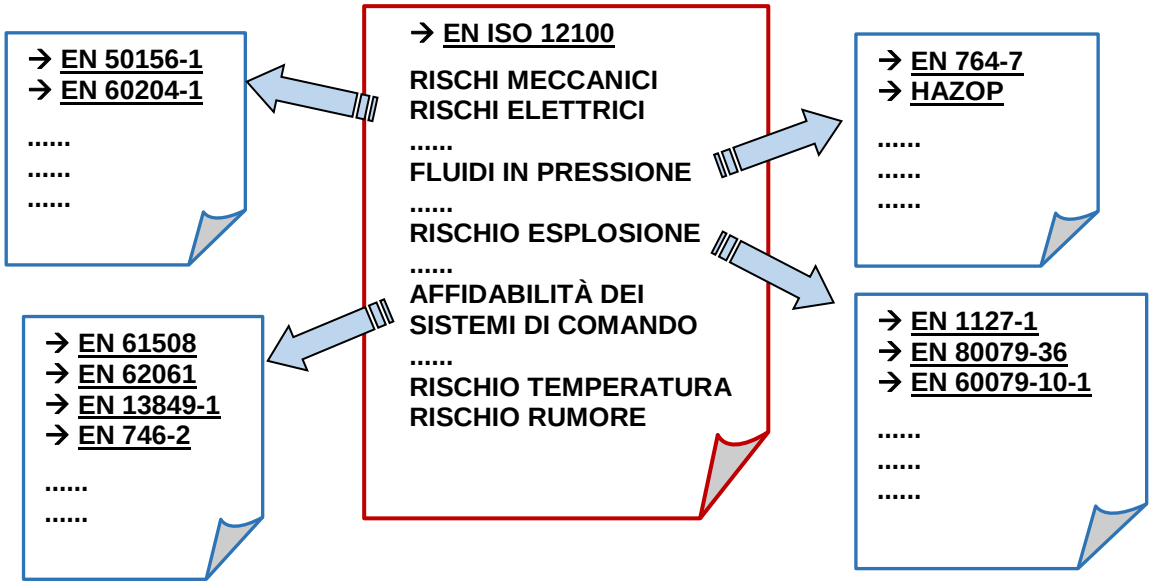


Figura 4. Approccio all'analisi dei rischi

Trattandosi di un apparecchio di processo termico industriale, la norma EN 746-2[7], pur essendo armonizzata alla 2006/42/CE, costituisce il migliore riferimento per determinare i pericoli e le misure di riduzione dei rischi connessi all'uso dei sistemi di combustione in esso inseriti. Sono infatti trattati i vari pericoli e le caratteristiche dei sistemi di sicurezza, in termini di requisiti costruttivi e di livelli di affidabilità richiesti.
La norma copre anche i pericoli derivanti dalla pressione per le tubazioni, ma solo fino alla I categoria (ved. Annex E), in accordo a quanto precedentemente esposto. Per la fabbricazione del serpentino, classificato in II categoria, devono essere utilizzate altre norme, meglio se armonizzate alla PED.
Per quanto riguarda il sistema di protezione, oltre a valvole di sicurezza opportunamente progettate e dimensionate, poste in diversi punti del circuito, l'impianto richiede un sofisticato sistema di controllo comprendente:

- valvole di shut-off
- regolatori di pressione gas
- sistemi di controllo tenuta valvole
- dispositivi di controllo flusso aria e pressostati
- controllo presenza fiamma
- ecc.

[7] Le norme di prodotto di riferimento sono diverse (per es. EN 267, EN 676, ecc.), tuttavia per le apparecchiature di processo termico industriale la EN 746-2 deve avere sempre priorità, in quanto solamente essa è in grado di assicurare il rispetto dei requisiti minimi di sicurezza. La conformità ad altre norme potrebbe non essere sufficiente.

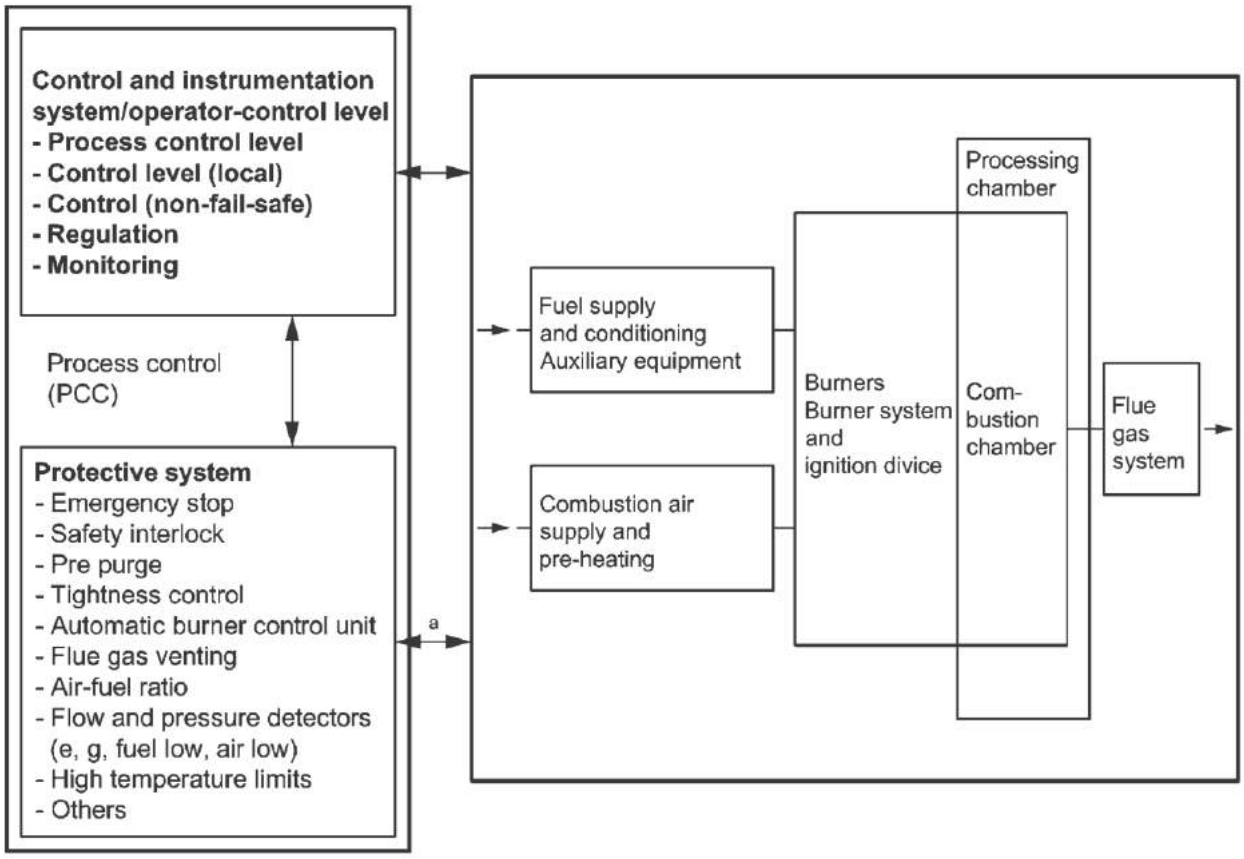


Figura 5. Schema a blocchi di un impianto di processo termico

La norma EN 746-2 indica quattro diverse modalità per realizzare un sistema di protezione affidabile (ved. Figura 6):

a) sistemi a logica cablata costituiti da componenti tutti certificati in accordo a norme specifiche, in particolare EN 298 per il sistema di controllo del bruciatore, EN 1643 per il sistema di controllo tenuta delle valvole automatiche di sezionamento, EN 1854 per i pressostati, EN 161 per le valvole di shut-off ed EN 12067-2 per il dispositivo di regolazione del rapporto aria-gas (rif. § 5.7.2 a);
b) sistemi a logica cablata costituiti da alcuni componenti certificati secondo le norme sopra riportate ed altri in grado di garantire livelli di affidabilità SIL/PL definiti, per esempio SIL3/PL-e quando comportano un pericolo immediato in caso di guasto, come il controllo fiamma (rif. § 5.7.2 b);
c) sistemi basati su PLC di sicurezza in cui alcuni componenti sono certificati secondo le norme sopra riportate ed altri sono in grado di garantire livelli di affidabilità SIL/PL definiti (come in precedenza); la gestione delle funzioni di sicurezza deve essere separata dalle funzioni di controllo (rif. § 5.7.2 c);
d) sistemi interamente basati su PLC di sicurezza in cui tutti i componenti sono in grado di garantire un livello di affidabilità SIL3/PL-e (rif. § 5.7.2 d).

Poiché alcuni componenti non possono essere certificati in accordo alle norme previste perché superano i limiti di pressione previsti (5 bar per EN 1854, EN 161, EN 13611) le strade percorribili prevedono la realizzazione del sistema di protezione secondo la soluzione c) o d).

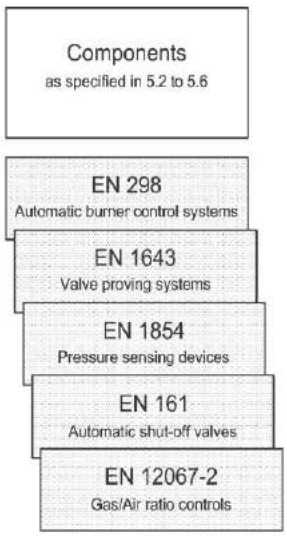


Figure 2 a — Example for requirements of 5.7.2 a

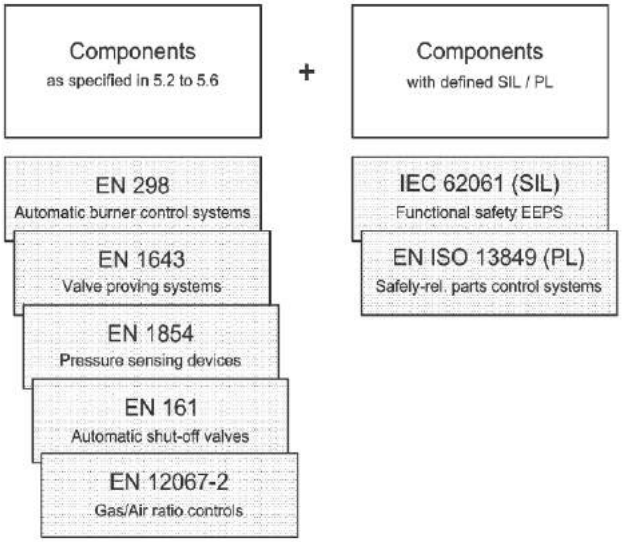


Figure 2 b — Example for requirements of 5.7.2 b

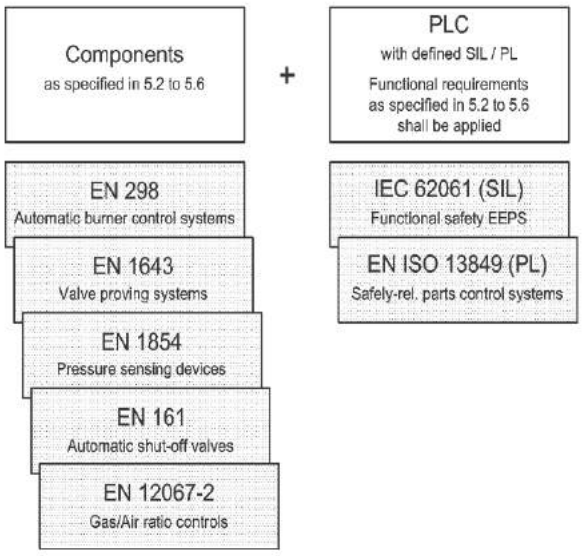


Figure 2 c — Example for requirements of 5.7.2 c

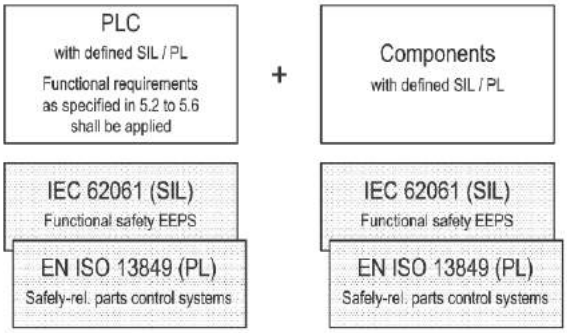


Figure 2 d — Example for requirements of 5.7.2 d

Figura 6. Diverse configurazioni di sistema di sicurezza previste dalla EN 746-2

L'applicazione disgiunta delle direttive alle singole parti e l'analisi dei rischi non integrata porterebbe sicuramente a trascurare e a non valutare correttamente aspetti di sicurezza importanti, tra cui per esempio:

- protezione dal superamento dei limiti ammissibili di pressione;
- protezione contro il surriscaldamento del serpentino, assicurata dalla corretta gestione del processo di combustione in accordo a EN 746-2;
- prevenzione della formazione di atmosfere potenzialmente esplosive nei punti di collegamento delle varie attrezzature (tratti saldati a vantaggio di flange o raccordi, declassamento delle zone pericolose in punti particolari tramite sensori di rilevamento gas collegati al sistema di sicurezza integrato);
- prevenzione degli inneschi tramite utilizzo di componenti certificati ATEX;
- protezione dai pericoli meccanici dovuti agli elementi mobili del ventilatore e delle trasmissioni.

3.3 Fascicolo tecnico

Il fascicolo tecnico deve consentire di valutare la conformità dell'insieme ai requisiti delle direttive, di comprenderne il progetto, la fabbricazione e le condizioni di sicurezza. Anche se la MD prevede che tale fascicolo sia costituito presso il fabbricante solo su richiesta, quando viene coinvolto un Organismo Notificato per la PED, il fascicolo tecnico PED deve risultare materialmente disponibile.

È consigliabile comunque predisporre un unico dossier, nel quale alcune sezioni saranno usufruibili da tutte le direttive eventualmente applicabili al prodotto, come ad esempio:

- descrizione generale
- disegni e schemi P&ID, schemi elettrici, circuiti di comando, ecc.
- elenco delle norme e delle specifiche tecniche, applicate in tutto o in parte
- dichiarazioni di conformità e di incorporazione, istruzioni delle singole parti
- manuale d'istruzioni per l'uso e la manutenzione dell'insieme.

Altre sezioni conterranno specifiche parti richieste dalle rispettive direttive:

- analisi dei RES applicabili per ciascuna direttiva
- analisi dei rischi e indicazione dei rischi residui
- relazioni di calcolo a pressione
- certificati dei materiali di parti in pressione
- qualifiche di saldatura
- calcoli di affidabilità dei circuiti di comando con funzione di sicurezza
- verbali dei controlli effettuati (NDT, prova idraulica, test sui sistemi di sicurezza, ecc.).

3.4 Procedure di valutazione di conformità

Per quanto riguarda la valutazione di conformità, la Direttiva Macchine prevede il *controllo di fabbricazione interno*, mentre la PED il *controllo interno della produzione unito a controlli ufficiali delle attrezzature a pressione effettuati a intervalli casuali* (Modulo A2).
Quest'ultima procedura comporta l'intervento di un Organismo Notificato, che effettua la verifica finale sull'insieme secondo le modalità previste dall'Allegato III della PED.
Pur non essendo previsto nell'ambito della MD il coinvolgimento dell'Organismo Notificato[8], quest'ultimo non potrà sicuramente trascurare la verifica di tutti gli aspetti che si trovino strettamente interconnessi tra i due approcci, come per esempio i sistemi di sicurezza, che dovranno essere accertati in sede di verifica finale. Potrà invece tralasciare le questioni legate ai requisiti non affrontati dalla PED (protezione da pericoli meccanici, sensori di rilevamento gas, parti elettriche, ecc.), per i quali rimane responsabile il fabbricante.

3.5 Marcatura CE e dichiarazione di conformità UE

A conclusione positiva delle procedure di valutazione di conformità, il fabbricante è autorizzato a marcare CE l'insieme.
Per quanto riguarda la dichiarazione di conformità, la nuova PED 2014/68/UE prevede che sia emessa un'unica dichiarazione di conformità UE contenente i riferimenti a tutti gli atti dell'Unione eventualmente applicabili. Questo approccio è comune a tutte le direttive aggiornate sulla base del nuovo quadro legislativo (New Legislative Framework - NLF) e rafforza il principio secondo cui non è possibile da parte del fabbricante dichiarare una

[8] La direttiva macchine prevede il coinvolgimento di un Organismo Notificato solo per determinate categorie di macchine, elencate nell'Allegato IV.

parziale conformità. Rimane tutt'oggi da risolvere la questione tutta formale riguardo il fatto che la direttiva 2006/42/CE prevede ancora la dichiarazione "CE" (non "UE"), in quanto rimane uno de pochi atti che devono essere ancora revisionati in accordo al NLF.

4. Quando l'utilizzatore diventa fabbricante?

Nel paragrafo 1.2 abbiamo visto l'importanza di un approccio integrato per la valutazione di conformità di un insieme PED che risulta allo stesso tempo una macchina, cioè quando i rischi sono strettamente correlati nell'uno e nell'altro ambito, e l'unico approccio possibile è l'applicazione congiunta delle due direttive all'intero insieme.
Questo ragionamento pone in evidenza una questione molto importante: se una macchina è indistinguibile da un insieme PED, qualora il soggetto responsabile dell'iter di marcatura CE sia l'utilizzatore (la 2006/42/CE lo prevede dichiaratamente), questi dovrebbe essere obbligato a sottoporre l'insieme stesso anche ad una valutazione globale di conformità PED.
L'esperienza porta a constatare che, per implementare un determinato processo, un utilizzatore realizza un insieme PED/macchina avvalendosi di diversi soggetti, nel caso più complesso per esempio una società di ingegneria per la progettazione, uno o più fabbricanti per la fornitura dei vari componenti (che forniscono dichiarazioni di conformità di singole parti, spesso addirittura dichiarazioni di incorporazione) e magari un installatore per l'assemblaggio finale. Quand'anche sia così accorto da effettuare una marcatura CE come macchina, quasi sempre conclude però con l'effettuare indistintamente la messa in servizio delle singole attrezzature a pressione secondo la legislazione nazionale. Ciò accade perché l'utilizzatore fatica a riconoscersi nel ruolo di fabbricante, specialmente ai sensi della PED, o addirittura lo identifica confusamente in uno degli altri soggetti.
Sottovalutare questo aspetto, oltre a portare come già detto ad una possibile non completa valutazione dei rischi presenti, potrebbe costituire un'inadempienza formale rilevante.

5. Conclusioni

Nella presente memoria si è voluto mostrare come è possibile valutare in maniera esaustiva la conformità ai requisiti di sicurezza di un insieme soggetto a più direttive.
In particolare si è voluto fare riferimento alla interazione tra Direttiva Macchine e PED, in quanto si tratta di una situazione molto diffusa in ambito industriale, pur osservando che il ragionamento può comunque essere esteso analogamente anche in altri ambiti.
Tale casistica ci permette di porre in evidenza un tema importante: la marcatura CE di un insieme PED da parte di un utilizzatore che diventerebbe fabbricante per l'utilizzo a fini propri. Infatti, quando l'insieme stesso è anche una macchina, non potrebbe dichiararne la conformità alla sola direttiva 2006/42/CE, obbligo al quale è in ogni caso soggetto, poiché la marcatura CE deve riguardare tutte le direttive applicabili.
Nella prospettiva di un probabile aggiornamento della legislazione nazionale sull'utilizzo delle attrezzature a pressione, che ci si auspica sia rivista in ottica più moderna, queste considerazioni potrebbero altresì fornire alcuni spunti di miglioramento per una semplificazione procedurale generale dell'esercizio di tali impianti, nel rispetto degli obblighi formali e con l'obiettivo finale di una maggiore sicurezza nei luoghi di lavoro.

6. Bibliografia

[1] “Guide to application of the Machinery Directive 2006/42/EC”, 2nd Edition, June 2010

[2] “PED 2014/68/EU Guidelines EN”, v2, January 2016

[3] UNI EN 746-2:2011 “Apparecchiature di processo termico industriale. Parte 2: Requisiti di sicurezza per i sistemi di combustione e di movimentazione e trattamento dei combustibili”

[4] UNI EN ISO 12100:2010 “Sicurezza del macchinario - Principi generali di progettazione - Valutazione del rischio e riduzione del rischio”

La certificazione di prodotto di due grandi termovalorizzatori in paesi esteri facenti parte dello Spazio Economico Europeo

E. Becherini*, M. Lombardi*, G. Rainone**, D. Gando***

*Enerconsulting s.r.l.
**Bureau Veritas Italia S.p.A.
***Termomeccanica Ecologia S.p.A.

Sommario

L'articolo si propone di mostrare un esempio di Certificazione di Prodotto (Marcatura CE) di due grandi impianti di termovalorizzazione, fabbricati da una primaria azienda italiana, siti in due diversi paesi facenti parte della UE.
Sulla base del lavoro svolto sarà descritto il modus operandi atto alla compliance delle Direttive applicabili, limitandosi per brevità a quelle sotto esposte.
Il presente abstract è sviluppato secondo la seguente scaletta:

- Analisi HAZOP
- Allocazione e verifica SIL
- Certificazioni PED
- Verifiche di conformità secondo Direttiva ATEX
- Verifiche di conformità secondo Direttiva Macchine

L'articolo, infine, si popone di menzionare l'approccio degli Enti di Controllo dei due paesi di installazione.

1. Introduzione

Gli impianti di cui tratteremo l'excursus certificativo, sono termovalorizzatori con turbina di potenza atta a fornire forza elettromotrice alla rete pubblica e nel caso di uno dei due termovalorizzatori a fornire anche acqua calda per la rete di teleriscaldamento.
Gli impianti son stati fabbricati da azienda italiana leader nella progettazione e costruzione "chiavi in mano", l'uno costruito in Polonia e l'altro in una isola dell'arcipelago delle Azzorre (Portogallo).
Il primo impianto è organizzato su due linee capaci di trattare 180.000 tonnellate all'anno di rifiuto urbano ed è in grado di generare una potenza elettrica di circa 13 MW a cui corrisponde una produzione di energia elettrica di circa 100.000 MWh/anno e capace quindi di soddisfare le necessità di circa 50.000 famiglie con, ad integrazione, un impianto di teleriscaldamento che fornisce alla cittadinanza circa 30 MW termici, sufficienti a coprire i fabbisogni di riscaldamento di circa 3.000 famiglie nel periodo invernale. L'altro impianto è capace invece di trattare 40.000 tonnellate all'anno di rifiuto urbano ed è in grado di produrre circa 2400 MWh/anno di elettricità, pari ai consumi domestici di circa 20.000 persone.
Gli impianti di termovalorizzazione sono in generale composti da molteplici sistemi che sono tra loro interfacciati per il funzionamento degli stessi.
Ogni sistema ha le sue peculiarità in termini di sicurezza per le persone, animali ed ambiente ma, come sopra esposto, per brevità, saranno evidenziati solo gli aspetti di sicurezza inerenti alle Direttive PED, Atex e Macchine.
Per procedere in maniera organica ad un'analisi dei rischi dei vari sistemi, con particolare riferimento al così detto ciclo caldo, è stato scelto un approccio tramite tecnica HAZOP.

Come conseguenza delle sessioni HAZOP, sono state individuate le SIF (Safety Integrated Function – Catene di Sicurezza) e quindi è stato allocato, in base al rischio, il grado SIL (Safety Integrated Livel) risultante: durante l'iter certificativo, come meglio esposto più avanti, è poi stato calcolato il grado di affidabilità delle singole catene di sicurezza. Successivamente è stato sviluppato l'iter certificativo tramite la redazione dei Fascicoli Tecnici inerenti alle Direttive applicabili.
I Fascicoli Tecnici delle suddette Direttive nonché gli impianti sono stati poi vagliati, ove richiesto, da competente Organismo Notificato e comunque, anche se non richiesto dalle Direttive, verificati da primario Ente di Certificazione con ispezioni di terza parte su richiesta volontaria del Fabbricante.

2. Nomenclatura

Per una puntuale comprensione dei successivi paragrafi si riporta la nomenclatura che verrà di seguito utilizzata:

HAZOP	Hazard and Operability Analysis
SIS	Safety Instrumented System
SIF	Safety Integrated Function
SIL	Safety Integrity Level
P&ID	Process and Instrumentation Diagram
RES	Requisiti Essenziali di Sicurezza
DCS	Distributed Control System
SE	Sorgenti di emissioni

3. Analisi HAZOP

L'analisi HAZOP, condotta secondo la norma IEC 61882 "Hazard and Operability Studies Application guide", rappresenta sicuramente uno dei più validi strumenti per l'analisi sistematica dei rischi di un impianto: il metodo analizza le potenziali deviazioni dei parametri che influiscono sulla sicurezza, sull'ambiente e ove ritenuto opportuno sulla funzionalità dell'impianto. L'obbiettivo di uno studio HAZOP, condotto sul ciclo caldo, è stato infatti quello di:

- Identificare i pericoli inerenti all'impianto ed al suo processo
- Indentificare le misure per prevenire eventuali rischi
- Formalizzare le raccomandazioni per eliminare o abbattere i rischi individuati

Con tale tecnica è stato possibile risalire alle cause di possibili eventi pericolosi e quindi quantificarne le conseguenze. Da tale quantificazione è possibile eseguire un'analisi per l'individuazione dei punti critici dei sistema su cui andare ad agire e determinare di conseguenza le frequenze di eventuali pericoli. Si riporta in Tabella 1 un estratto dell'HAZOP eseguita.

Nodo: (2) Zona riscaldata – Sede vapore Parametro: Temperatura				
Parola Guida	**Deviazione**	**Cause**	**Conseguenze**	**Salvaguardia di sicurezza**
Less	1 Lower Temperature	Refer to flow deviation	None	None
More	2 Higher Temperature	2.1. V-02. closed when required (Td 350°C).	2.1.1. Increase of temperature of steam leading to potential damage to pipe and downstream system with possible operator harm.	2.1.1.1. High high temperature alarm on TT-02 A/B to trip turbo pump and close MV- 02 and PCV-04 (SIF 5)
		2.2 V-03 closed when required (Td 450°C).	2.2.1. Increase of temperature of steam leading to potential damage to pipe and downstream system (with possible operator harm.	2.2.1.2. High high temperature alarm on TT-02 A/B to trip turbo pump and close MV- 02 and PCV-04 (SIF 5)

Tabella 1. Estratto da analisi HAZOP

Con riferimento ai P&ID del sistema considerato, sono state identificate tutte le deviazioni potenzialmente pericolose rispetto al funzionamento in sicurezza, sono state analizzate quindi le relative cause e conseguenze e infine sono state individuate le SIF (Safety Integrated Function) da gestire ai fini della sicurezza.

4. SIL Assesment

Lo scopo del SIL Assessment è stato quello di definire il livello del Safety Integrity Level (SIL Allocation) delle Safety Instrumented Function (SIF) associate ad un Safety Instrumented System (SIS).
E' utile ricordare che una SIF (in italiano chiamate genericamente Catene di Sicurezza) è generalmente costituita da un sensore o da un set di questi, un Logic Solver ed attuatori atti a agire su una singola funzione per proteggere il sistema contro i rischi precedentemente identificati.
Le normative di base utilizzate sono state le seguenti:

- IEC 61508
- IEC 61511

La normativa IEC 61508 specifica, tra l'altro, i requisiti d'integrità della sicurezza degli apparati costituenti le catene di sicurezza, e stabilisce che i livelli SIL sono quattro, dal 1 al 4 dove il SIL 4 è il livello più alto e gravoso e il SIL 1 è il più basso.
La metodologia utilizzata per l'allocazione del SIL è stata quella del "Risk Graph Approach" basata sulla norma IEC 61511 (vedi Tabella 2).

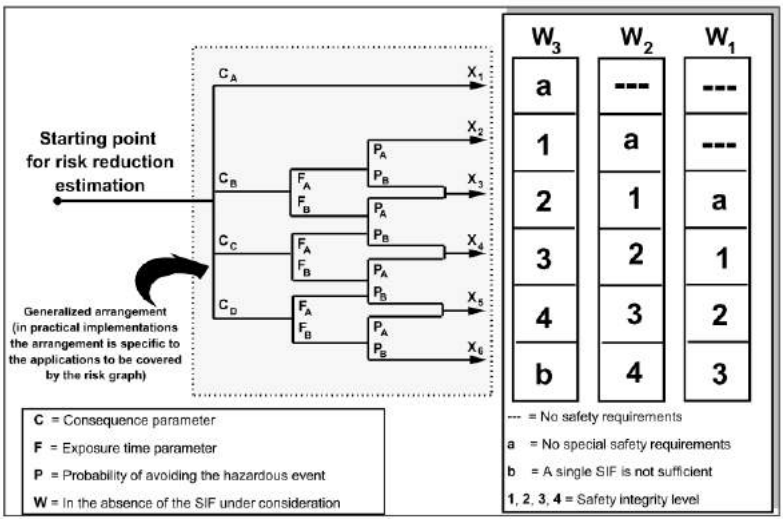


Tabella 2 – Risk Graph Approach

Si riporta nella seguente Tabella 3, sempre a titolo di esempio, la SIL allocation relativa alla SIF di cui alla Tabella 1, tralasciando nella presente trattazione la parte inerente agli aspetti ambientali ed economici per brevità.

Allocazione SIL								
Causa	**Conseguenze**	**C**	**F**	**P**	**W**	**SIL Level**	**Salvaguardia di sicurezza**	**SIL Richiesto**
See cause 2.1.	See conseguence2.1.1.	C_C	F_A	P_B	W_2	SIL 2	See Safeguard 2.1.1.1.	**SIL 2**
See cause 2.2	See consequence 2.2.1.	C_C	F_A	P_B	W_1	SIL 1	See Safeguard 2.2.1.2.	SIL 1

Tabella 3 – Esempio di SIL Allocation

Ove C_C è il parametro riferito alla sicurezza delle persone, F_A è un parametro riferito all'esposizione delle persone nella zona considerata, P_B è un parametro di possibile evitabilità di un evento pericoloso e W_1 e W_2 sono parametri che indicano la frequenza di un evento non desiderato in assenza di un safety related system.
Una volta determinati i parametri teorici da raggiungere è stato verificato tramite specifici calcoli che ciascuna SIF avesse soddisfatto realmente il livello SIL richiesto: tali calcoli richiedano la conoscenza di dati affidabilistici rintracciabili sui certificati delle attrezzature costituenti le catene di sicurezza (o in loro mancanza su database riconosciuti internazionalmente).
L'analisi HAZOP e di SIL Assesment, sono state ovviamente eseguite per entrambi i cicli caldi dei due termovalorizzatori.

5. Certificazioni PED

Gli impianti di termovalorizzazione sono molto complessi e quindi sono composti da diversi impianti in pressione: noi ci soffermeremo per brevità sull'impianto più pericoloso e articolato, ossia quello del ciclo termico atto alla produzione di vapore saturo e soprattutto surriscaldato, da immettere nelle turbine a vapore dei due impianti, collegate agli alternatori.

Gli impianti del vapore sono stati trattati nella loro interezza come Insiemi ai sensi della Direttiva 97/23/EC – PED, e quindi sono stati oggetto di una procedura di Valutazione di Conformità secondo Modulo G (si veda Direttiva 97/23/EC – Art. 10).
Molto brevemente si darà una sintetica descrizione degli Insiemi citati.
Gli insiemi sono costituiti da generatori di vapore a recupero per la produzione di vapore saturo e surriscaldato, dal piping di distribuzione del vapore surriscaldato che viene inviato alla turbina a vapore (collegata ad alternatore per la produzione di energia elettrica), dal condensatore, dal degasatore e quindi da piping di ritorno condensa al generatore oltre che da piping ausiliari. In particolare dell'impianto sito in Polonia, fa parte dell'insieme anche un sottoinsieme atto alla generazione di acqua calda / surriscaldata per il teleriscaldamento cittadino.
I generatori di vapore a recupero che sfruttano il calore sensibile dato dalla combustione dei rifiuti solidi urbani, sono a tubi d' acqua ed equipaggiati con economizzatore, parti radianti e surriscaldatori che, come sopra accennato, sfruttano il calore sensibile della combustione dei rifiuti, provenienti dalla così detta fossa rifiuti (apposita zona dell'impianto ove vengono immessi e stoccati i rifiuti) dalla quale vengono immessi nelle griglie di combustione. I generatori sono poi provvisti di bruciatori ausiliari a gas metano.
Il vapore saturo prodotto per i servizi ausiliari viene trasportato in piping di acciaio al carbonio, mentre il vapore surriscaldato viene convogliato in piping in acciaio basso legato. Il piping è stato calcolato (tramite Stress Analysis) e fabbricato secondo la norma ASME B.31.1, tenendo ovviamente in conto i Requisiti Essenziali di Sicurezza dell'Allegato I della Direttiva 97/23/EC che, per alcuni punti, sono disallineati dal codice di calcolo americano.
A titolo di esempio, non esaustivo, si ricordano alcuni disallineamenti tra i RES della Direttiva PED ed i requisiti del codice Americano ASME B 31.1. come, per esempio, i valori della pressione di prova idraulica, delle resilienze dei materiali, delle Qualifiche dei saldatori - WPQ - delle Qualifiche dei Procedimenti di Saldatura – WPQR -, etc.. Per superare le deviazioni rispetto ai RES della Direttiva PED è stato scelto di seguire, per questi specifici casi, quanto richiesto dalla norma Armonizzata EN 13480.
Tutte le attrezzature facenti parte degli insiemi sono state calcolate, oltre che alle PSmax /Psmin e Tsmax/Tsmin (ovviamente differenziate per i diversi sotto sistemi dell'insieme) anche per tutti i carichi e le altre sollecitazioni e fenomeni che sono previsti dalla Direttiva 97/23/CE nell'Allegato I come ad esempio:

- Sollecitazioni dovute al vento (ove applicabile),
- Sollecitazioni dovute agli effetti tellurici,
- Fenomeni di scorrimento viscoso (ove applicabile)
- Etc.

I Fascicoli Tecnici prodotti hanno dato quindi evidenza, all'Organismo Notificato coinvolto, dell'Analisi dei Rischi quantitativa eseguita - HAZOP – del modo in cui sono state trattate le Catene di Sicurezza (SIF), dei progetti e di tutta l'altra documentazione necessaria.
Anche se tralasciati per brevità, ovviamente, anche gli altri impianti in pressione, utili al funzionamento dei termovalorizzatori, sono stati tutti certificati seguendo una procedura di Valutazione di Conformità secondo Modulo G.
Si sottolinea che per tutti gli insiemi a pressione, certificati ai sensi della Direttiva PED, l'Organismo Notificato è intervenuto oltre che per l'approvazione dei progetti, in molteplici attività di sorveglianza durante la fabbricazione e verifiche finali provando durante le prove a caldo anche tutti i accessori di sicurezza e verificando l'affidabilità delle catene di sicurezza – SIF – e quindi, indirettamente, anche la funzionalità dei DCS di controllo (Distributed Control System).

6. Certificazione ATEX

Gli impianti di termovalorizzazione sono stati oggetto di una valutazione ai fini dell'Atex "Sociale" 99/92/EC che, in impianti di questo tipo, trova molti campi di applicazione.
A seguito di una prima analisi di screening sono state infatti valutati i seguenti luoghi da assoggettare a studio per una molto probabile classificazione di atmosfere esplosive:

- Sistema di stoccaggio e dosaggio dei carboni attivi
- Stoccaggio e trasporto dell'ammoniaca
- Trasporto ed utilizzo del gasolio
- Bombole di stoccaggio di idrogeno
- Bombole di stoccaggio di acetilene
- Bombole di stoccaggio di propano
- Batterie dedicate ai gruppi UPS (Uninterruptible Power Supply)
- Etc.

Le zone testé citate sono state classificate secondo le norme:

- EN 60079-10-1 "Atmosfere esplosive. Parte 10-1.
- EN 60079-10-2 "Atmosfere esplosive. Parte 10-2

È interessante notare come, mentre per i gas sia abbastanza agevole trovare i dati necessari ad una corretta classificazione delle zone, risulta sempre abbastanza ostico invece trovare dati inconfutabili sul comportamento delle polveri: a tale scopo, sono state utilizzate o le schede di prodotto delle polveri, o database afferenti a normative o pubblicazioni internazionalmente riconosciute.
La Classificazione delle zone ha dato modo di capire quindi, se quelle individuate dal primo screening di massima fossero realmente in zona Atex e, in caso affermativo, se fosse possibile "abbatterle" con sistemi quali ad esempio ventilazioni forzate o se, viceversa, fosse necessario acquistare attrezzature elettriche o meccaniche con l'adeguata marcatura CE ε_x, cioè conforme sia alla Direttiva 94/9/EC stessa, sia alla parte applicabile della norma armonizzata EN 60079.
Per quanto sopra riportato e per brevità, sarà esposto solo il modus operandi inerente alla classificazione e alla procedura di conformità Atex utilizzata degli insiemi di apparecchiature costituenti il sistema di stoccaggio e dosaggio dei carboni attivi.
In entrambi i termovalorizzatori, la classificazione ATEX ha fatto emergere che i sili di stoccaggio e le attrezzature ivi installate o comunque limitrofe, si trovano in zona 22, anche se i due impianti sono caratterizzati da piccole differenze di progettazione e realizzazione del sistema e quindi caratterizzati da schemi di classificazioni leggermente diversi.
Infatti, nell'impianto avente una potenzialità maggiore, il silo di stoccaggio del carbone attivo, equipaggiato con un filtro a maniche nella parte superiore ed un fondo conico vibrante nella parte inferiore, è stato realizzato in acciaio al carbonio ed ha una capacità di circa 20 m^3 (tale silos è adibito al servizio di due linee di trattamento fumi).
Nell'altro impianto, le linee di stoccaggio, dosaggio e trasporto del carbone attivo sono due identiche, una di riserva all'altra; data però la minore portata massica di carbone attivo richiesta, il deposito dello stesso è realizzato tramite l'impiego di due FIBC - Flexible Intermediate Bulk Container - con una capacità di circa 1 m^3 cadauno. Ogni FIBC viene svuotato con l'ausilio di sistemi vibranti posti nella tramoggia di accumulo sottostante.
La parte di dosaggio del carbone attivo, invece, è risultata essere concettualmente identica per entrambi i Termovalorizzatori: dalla tramoggia di accumulo, il carbone è dosato tramite una coclea microdosatrice, mentre a valle di questa è installata una valvola rotativa per

consentire l'iniezione del carbone attivo nella conduttura pressurizzata. Per dosare il carbone attivo in linea viene utilizzato, in entrambi i casi, un venturi ed un ventilatore.
Al fine di eseguire una corretta classificazione delle zone ATEX, il sistema di stoccaggio e dosaggio dei carboni attivi è stato suddiviso in “settori di contenimento”, come ad esempio il silo di stoccaggio o la tramoggia di carico, e per ogni contenimento sono state invidiate tutte le sorgenti di emissione (SE) esistenti, assegnando a ciascuna un grado di emissione. Tramite l’applicazione delle procedure di calcolo indicate nella norma EN 60079-10-2, è stato possibile valutare la portata di emissione di polvere in ambiente e, infine, per ogni SE sono state identificate le estensioni e la tipologia delle zone ATEX.
Per completezza, la classificazione è stata estesa anche alle zone interne ai contenimenti in modo da poter verificare la completa idoneità della strumentazione elettrica e meccanica installata.
La verifica dell’idoneità all’utilizzo di tutte le attrezzature, comprese eventuali loro interazioni generanti rischi aggiuntivi, è stata condotta tramite l’analisi dei rischi in accordo alle norme armonizzate EN 13463-1 ed EN 1127-1.
La marcatura di tali insiemi è stata quindi eseguita a seguito della costituzione di un idoneo Fascicolo Tecnico comprensivo non solo di una scrupolosa analisi dei rischi, ma anche della verifica del rispetto dei Requisiti Essenziali di Sicurezza e Salute (RESS) che la Direttiva impone. La procedura di conformità applicata è stata quella imposta dall’ Allegato VIII della Direttiva 94/9/EC, con una marcatura globale d’insieme CE ε_x II 3D IIIC T170°C (-20/+40)°C per l’insieme installato in Polonia e CE ε_x II 3D IIIC T93°C (-50/+70)°C per l’insieme installato nelle Azzorre.
Trascurando le differenze di marcatura relative alla temperatura massima superficiale e al range di temperatura ambiente consentito, dovute semplicemente al fatto di aver costituito gli insiemi con apparecchiature singole dalle caratteristiche leggermente differenti, si indirizza l’attenzione sull’importanza dell’identificazione e verifica del gruppo della polvere, in questo caso IIIC (condizione più gravosa).
E’ interessante sottolineare che sebbene, nell’ambito di atmosfere esplosive generate dalla presenza di gas, l’identificazione del gruppo è ormai routine (IIA “propano”, IIB “etilene”, IIC “idrogeno/acetilene”), ciò non è altrettanto scontato nell’ambito delle polveri: molto spesso infatti, non si reperiscono dalle norme o in letteratura indicazioni precise sul gruppo delle polveri (gruppo IIIC “polveri combustibili conduttrici”, IIIB “polveri combustibili non conduttrici” o IIIA “fibre/fiocchi combustibili”) e questo puo’ generare non poche difficoltà.

7. Certificazione secondo Direttiva Macchine

Conformemente a quanto riportato dalla Direttiva 2006/42/EC – Direttiva Macchine, e quindi dalla relativa Linea Guida al § 38 “Insiemi di macchine”, gli impianti di termovalorizzazione sono stati suddivisi in sezioni - sistemi omogenei per funzioni con unico sistema di comando- e quindi sono stati oggetto di una procedura di conformità in accordo alla Direttiva Macchine stessa.
La procedura di conformità secondo Direttiva Macchine ha riguardato quindi tutte le sezioni degli impianti, verificando preliminarmente che:

- Tutte le unità costituenti l’insieme di macchine avessero una corretta Dichiarazione di Conformità o di Incorporazione
- Tutte le unità costituenti l’insieme di macchine fossero corredate di Safety Instructions
- Le macchine già configurate come insiemi di macchine al momento dell’acquisto fossero realmente state valutate come tali

L'attività è quindi proseguita in campo, verificando de visu le macchine e gli impianti esclusi dall'obbligatorio coinvolgimento di un Organismo Notificato (come ad esempio la Direttiva PED), coinvolgendo come parte attiva un Ente di Certificazione, che ha svolto un ruolo di Terza Parte (attività volontaria richiesta dal Fabbricante).
Durante tali ispezioni in campo sono state esaminate le targhe dati delle macchine e degli insieme di macchine, verificando contestualmente, soprattutto in maniera sistematica e scrupolosa che non vi fossero pericoli indotti dalla non corretta applicazione della Direttiva, circostanza questa che si è verificata e che è stata risolta con non conformità aperte ai fornitori, i quali successivamente hanno provveduto a modificare le parti non conformi.
L'attività è quindi proseguita con l'emissione dei Fascicoli Tecnici dei due impianti, nel contesto della procedura di Valutazione della Conformità con controllo interno sulla fabbricazione, di cui all'allegato VIII della Direttiva.
Parte molto importante della procedura di valutazione della conformità ai sensi della Direttiva Macchine è stata quella inerente all'analisi dei rischi dei due impianti di termovalorizzazione. La valutazione dei rischi è stata effettuata in conformità alle norme Armonizzate EN ISO 12100 ed ISO/TR 14121-2 ed è stata eseguita tramite una serie di tappe logiche che hanno consentito di analizzare e valutare in maniera sistematica i pericoli associati alle macchine (sistemi dei due impianti).

La valutazione del rischio ha quindi investito:

A. Analisi dei rischi:

   - Determinazione dei limiti della macchina
   - Identificazione del pericolo
   - Stima dei rischi

B. Ponderazione dei rischi

Le informazioni derivanti dall'analisi dei rischi sono state valutate in sede di ponderazione dei rischi. La ponderazione dei rischi è stata basilare per valutare una o più eventuali necessarie riduzioni dei rischi residui: tali valutazioni si sono basate su stime qualitative o, quando appropriato, quantitative del rischio associato ai pericoli presenti sul macchinario (sistemi degli impianti).
La valutazione dei rischi è stata effettuata in modo che fosse possibile documentare la procedura seguita e i risultati ottenuti, facendo riferimento a documenti di progetto o a norme armonizzate alla Direttiva Macchine di tipo B o C.
La stima e la valutazione del rischio è stata effettuata prima e dopo l'applicazione delle misure di eliminazione o riduzione del rischio stesso. Questo al fine di dare evidenza di come sia stata ottenuta una riduzione dello stesso, attraverso il processo iterativo illustrato (ALARP).
Il rischio associato ad una particolare situazione pericolosa è stato valutato mediante i seguenti elementi:

- Frequenza e durata dell'esposizione delle persone;
- Probabilità che si verifichi un evento pericoloso;
- Possibilità tecniche e umane per evitare o limitare il danno.

Tale procedura è ben riscontrabile dalla Tabella 5.

RISCHIO correlato al pericolo considerato	è una funzione di	GRAVITÀ del possibile danno che può risultare dal pericolo considerato	e	PROBABILITÀ CHE SI VERIFICHI tale danno
				frequenza e durata dell'esposizione
				probabilità che si verifichi un evento pericoloso
				possibilità di evitare o limitare il danno

Tabella 4

Senza entrare nel merito di come sono stati stimati i parametri, della gravità del danno, delle probabilità che si verifichino eventi pericolosi o la frequenza di tali accadimenti nonché la loro evitabilità, che esula dal contesto del presente articolo, si riporta una tabella riassuntiva di alcuni sistemi analizzati:

SYSTEM
AIR COMPRESSOR SYSTEM
COMBUSTION AIR SYSTEM
COMPOST STORAGE AND BAGGING SYSTEM
ELECTRIC ENERGY & CONTROL SYSTEM
FIRE PROTECTION SYSTEM
FLUE GAS CLEANING SYSTEM
FUEL OIL SYSTEM
FURNACE - BOILER SYSTEM
SLAG VALORIZATION SYSTEM
THERMAL CYCLE
THERMAL CYCLE-AIR STEAM CONDENSER AREA -DISTRICT HEATINGC
THERMAL CYCLE-AIR STEAM CONDENSER AREA -VACUUM SYSTEM
UREA PREPARATION SISTEM AND TANK
WASTE STORAGE AND PREPARATION SYSTEM

Tabella 5. Esempio dei sistemi analizzati

Il Fabbricante dopo aver completato il Fascicolo Tecnico come indicato all'Allegato VII A, ha quindi emesso la Dichiarazione di Conformità completa dei due impianti ai sensi della Direttiva 2016/42/EC – Macchine - con l'indicazione dei sistemi e richiamando quindi, per ogni sistema, le altre Direttive applicabili: 97/23/EC – PED, 94/9/EC – Atex, EMC 2004/108/CE, etc.

Si fa notare infatti che la Direttiva Macchine richiama al suo interno tutti i pericoli esistenti e quindi anche quelli relativi alla pressione, all'esplosione e via dicendo e quindi, anche se la Direttiva per i rischi specifici rimanda alle Direttive di Prodotto appositamente redatte, è indispensabile richiamare nella Dichiarazione di Conformità inerente alla Direttiva 2016/42/EC, le Direttive che sono state applicate per tener conto dei rischi in questa richiamati.
Infine si sottolinea l'importanza di recepire in maniera inderogabile, che sotto le condizioni di cui alla Linea Guida della Direttiva Macchine di cui al § 38 "Insiemi di macchine", anche gli impianti sono soggetti alla procedura di valutazione di conformità imposta dalla Direttiva stessa.

8. Enti di Controllo

L'Ente di controllo coinvolto nel processo Valutazione di Conformità e di Ispezione volontaria di terza parte è stato Bureau Veritas Italia S.p.A. che ha seguito sistematicamente l'iter progettuale, costruttivo, dei collaudi finali ed intermedi come Organismo Notificato ove applicabile o come Ente Terzo di Certificazione per attività volontarie richieste dal Fabbricante.
Le verifiche svolte in campo dall'Organismo Notificato, completamente eseguite da personale italiano, durante la fabbricazione delle varie attrezzature componenti gli Insiemi a pressione (vessel, piping, etc.), nonché degli stessi insiemi, sono state agevolate da documenti preventivamente concordati, al quale il Fabbricante si è scrupolosamente attenuto quali, ad esempio:

- PCQ (Piani controlli qualità),
- PFC (Piani di Fabbricazione e controllo),
- Procedure di rintracciabilità dei materiali,
- Procedure di prove idrauliche e funzionali
- Etc.

che hanno permesso, se pur con qualche difficoltà legate agli aspetti logistici dei sub fornitori e degli impianti stessi, di giungere ai risultati previsti nella tempistica prevista.

Per quanto attiene invece agli Enti di Controllo Pubblici preposti, si è potuto evincere che questi svolgono funzioni similari a quelli dell'INAIL in Italia, se pur con qualche diversa peculiarità dovuta ai Regolamenti locali inerenti le Messe in Servizio delle attrezzature e degli insiemi a pressione.

I controlli autorizzativi di messa in servizio non sono, infatti, stati tanto rivolti ad una Verifica di Messa in Servizio (si veda D.M. 329/ 2004) ma piuttosto ad un controllo della sola documentazione fornita dall'Utilizzatore (fornita a sua volta dal Fabbricante).

Un discorso a parte va poi affrontato sul controllo inerente alla corretta applicazione delle Direttive Atex poiché, specialmente in Polonia, la documentazione inerente a dette Direttive viene controllata già in fase di commissioning con molto scrupolo dagli Enti Pubblici preposti alla prevenzione incendi.

9. Bibliografia

[1] Direttiva 2006/42/EC - Macchine

[2] Direttiva 97/23/EC - PED

[3] Direttiva 99/92/EC - ATEX

[4] Direttiva 94/9/EC – ATEX

[5] IEC 61882:2001- Hazard and operability studies (HAZOP studies) – Application guide

[6] IEC 61508 - Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electric Safety-related Systems

[7] IEC 61511 -: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector

[8] ASME B 31.1 - Power Piping

[9] EN 13480 – Metallic Industrial Piping

[10] EN 60079 - Explosive atmospheres

[11] EN 13463 - Non-electrical equipment for use in potentially explosive atmosphere

[12] EN 1127-1 - Explosive atmospheres.

[13] EN ISO 12100 - Safety of machinery - General principles for design - Risk assessment and risk reduction

[14] ISO/TR 14121-2 - Safety of machinery. Risk assessment. Practical guidance and examples of methods

[15] Earland S, Nash D, Garden B. Guide to Pressure Equipment, Professional Engineering Publishing, 2003 (UK)

[16] Wilday AJ. Determination of Safety Categories of Electrical Devices used in Potentially Explosive Atmospheres, Healt & Safety Laboratory, 2000, Sheffield, (UK)

[17] Marigo M. La manutenzione di macchine e impianti: sicurezza e affidabilità, EPC, 2012, Italia

[18] Eckhoff RK. Dust explosion in the process industries, Gulf Professional Publishing, 2003, U.S.A.

[19] Rausand M. Risk Assessment – Theory, method and applications, John Wiley Inc., 2011, U.S.A.

[20] Commissione europea, Guida all’applicazione della Direttiva “Macchine” 2006/42/CE, 2010, Bruxelles

Implementazione di un sistema qualità integrato nell'ambito dell'operatività degli organismi notificati

A. Fortuni*, F. Giacobbe**

*Inail - ON 0100
**Inail - UOT di Messina

Sommario

Tutti gli Organismi Notificati per le direttive di prodotto devono implementare un sistema qualità in riferimento a diverse norme internazionali in funzione della tipologia di servizio offerto ovvero se trattasi di Organismi di certificazione, di ispezione e di verifica. Le norme per l'accreditamento sono le seguenti:

- ISO/IEC 17020 "Requisiti per gli organismi di ispezione";
- ISO/IEC 17021 "Valutazione della conformità - requisiti per gli organismi che forniscono audit e certificazione di sistemi di gestione"
- ISO/IEC 17024 "Requisiti per gli organismi di certificazione delle persone";
- ISO/IEC 17025 "Requisiti per i laboratori di prova e di taratura";
- ISO/IEC 17065 "Requisiti per gli organismi di certificazione di prodotti";

I sistemi di gestione definiscono responsabilità, competenze e forniscono un mezzo permanente per garantire che gli obiettivi dell'organizzazione siano sistematicamente perseguiti anche nella prospettiva di ottenere progressivi miglioramenti. L'implementazione integrata dei suddetti standard comporta notevoli vantaggi tra i quali è possibile evidenziare:

- Maggiore e più sicuro controllo del rispetto degli adempimenti e scadenze di legge;
- Efficienza nella gestione e controllo operativo di tutti quegli aspetti connessi al monitoraggio delle attività degli ispettori;
- Migliori rapporti interni ed esterni nell'ambito dell'operatività azienda medesima (es. gestione reclami, comitato di salvaguardia dell'imparzialità, archiviazione e gestione documentazione e registrazioni, ecc.).

Nel presente lavoro viene descritta l'esperienza maturata da INAIL ON 0100, quale Organismo notificato in ambito ISO 17065 per la direttiva PED e ISO 17020 per la direttiva TPED.

1. Differenza tra attestazione, certificazione ed accreditamento

Non è sempre facile districarsi nel complesso ambito delle normative e dei relativi ambiti di applicazione. Molteplici sono i termini che hanno specifici significati e contesti. Di seguito si riportano alcune definizioni utili per una chiara lettura del presente articolo.

Attestazione: Rilascio di un'asserzione, basata su una decisione che fa seguito al riesame, che il soddisfacimento di requisiti specificati è stato dimostrato.

Certificazione: Attestazione di terza parte relativa a prodotti, processi, sistemi o persone.

Ispezione: Esame di un progetto, di un prodotto, di un servizio, di un processo, di un impianto e determinazione della loro conformità a requisiti specifici o, sulla base di "un giudizio professionale", a requisiti di carattere generale.

Accreditamento: Attestazione di terza parte relativa ad un organismo di valutazione della conformità che comporta la dimostrazione formale della sua competenza ad eseguire compiti specifici di valutazione della conformità.

CAB (Conformity Assessment Body): Organismo di Valutazione della Conformità.

Organismo di certificazione: è il termine generale con il quale si indicano gli enti che eseguono uno o più elementi di valutazione della conformità.

Organismo di ispezione (OdI): è il termine generale con il quale si indicano gli enti che eseguono attività di ispezione.

Organismo Notificato (Notified Body): è un organismo autorizzato dall'Autorità Governativa Nazionale, e notificato alla Commissione Europea, per eseguire le procedure di valutazione della conformità di prodotti e servizi a quanto prescritto dalle Direttive Europee. L'accreditamento, eseguito secondo una norma della serie ISO/IEC/EN 17000, resta uno strumento importante e privilegiato per valutare la competenza e l'integrità degli organismi da notificare.

Inoltre ai sensi del Regolamento 339/93 si intende:

Accreditamento: attestazione da parte di un organismo nazionale di accreditamento che certifica che un determinato organismo di valutazione della conformità soddisfa i criteri stabiliti da norme armonizzate e, ove appropriato, ogni altro requisito supplementare, compresi quelli definiti nei rilevanti programmi settoriali, per svolgere una specifica attività di valutazione della conformità.

Organismo nazionale di accreditamento: l'unico organismo che in uno Stato membro è stato autorizzato da tale Stato a svolgere attività di accreditamento.

2. Norme della serie 17000

Di seguito una panoramica delle norma della serie 17000 che hanno sostituito nel corso degli ultimi anni le norme della serie 45000.

Le singole norme della serie 17000 prevedono l'adozione di principi base di un sistema di qualità, naturalmente personalizzato alle singole finalità. Comunque sono comuni i seguenti principi correlati tra loro cronologicamente:

1. Identificare i processi necessari per il sistema di gestione per la qualità;
2. Determinare la sequenza e le interazioni dei processi;
3. Stabilire criteri e metodi per assicurarsi della efficace operatività e del controllo dei processi;
4. Assicurarsi la disponibilità delle risorse e delle informazioni necessarie a supportare l'attuazione e il monitoraggio dei processi;
5. Monitorare, misurare e analizzare i processi e attuare le azioni necessarie per conseguire i risultati previsti e il miglioramento continuativo dei processi.

I fattori imparzialità, indipendenza, competenza, trasparenza, riservatezza e gestione reclami/ricorsi che di seguito verranno commentati sono ulteriori elementi comuni.

Imparzialità

L'imparzialità viene definita come "presenza reale e percepita di obiettività"; le norme pongono quindi l'accento anche sulla necessità di dimostrare l'imparzialità e di chiarire e risolvere gli eventuali dubbi che possono nascere su di essa.

L'organismo non deve avere conflitti di interesse: per esempio non deve svolgere attività di consulenza, direttamente o tramite società controllate, allo stesso modo deve garantire che il personale che lavora per proprio conto sia libero da conflitti di interesse. A tale

requisito si pone grande attenzione, tanto che deve essere previsto un comitato per la salvaguardia dell'imparzialità, costituito da rappresentanti delle diverse parti interessate, con ampi poteri di indirizzo sulle attività dell'organismo.

Indipendenza
Gli Organismi devono essere indipendenti nella misura richiesta dalle condizioni in cui essi svolgono i propri servizi.

Competenza
Tutto il personale coinvolto nel processo operativo e gli auditors devono avere competenze sufficienti a gestire correttamente il processo di certificazione/ispezione e raggiungere gli obiettivi dell'audit. Le risorse umane sono oggetto di specifici requisiti di gestione e monitoraggio. Mantenimento della competenza del personale avviene mediante:

- Incontri di aggiornamento
- Aggiornamenti su legislazione
- Esami dei rapporti di audit
- Monitoraggio sul campo

Trasparenza
L'organismo deve rendere pubbliche le proprie procedure e regolamenti di interfaccia con i clienti relativamente ai servizi offerti.

Riservatezza
L'organismo deve mantenere riservate le informazioni raccolte presso i propri clienti durante l'erogazione dei servizi. Il vincolo è esteso anche a tutto il personale che lavora per l'organismo.
Questi deve garantire la riservatezza delle informazioni e la tutela dei diritti di proprietà del Committente.

Risposta rapida ed efficace ai reclami ed ai ricorsi
Gli organismi devono dotarsi di apposite procedure documentate per definire le modalità operative per gestire le segnalazioni provenienti dai clienti. Prioritario è assicurare l'analisi e le risposte in tempi ragionevolmente brevi.

2.1 UNI CEI EN ISO/IEC 17020

La nuova norma UNI CEI EN ISO/IEC 17020:2012 "Valutazione della conformità – Requisiti per il funzionamento di vari tipi di organismi che eseguono ispezioni", che regolamenta l'attività degli Organismi di Ispezione (OdI) di ogni tipo.
L'obiettivo principale dello standard è quello di promuovere la fiducia in organismi che eseguono ispezioni.
Gli Organismi di controllo effettuano valutazioni per conto di clienti privati e pubblici, con l'obiettivo di fornire informazioni circa la conformità degli articoli ispezionati a regolamenti, norme, specifiche, sistemi di ispezione o contratti.
Fattore caratterizzante e fondante è l'imparzialità dell'organismo nel proprio operato. OdI deve avere una dichiarazione documentata dove sottolinea il suo impegno per l'imparzialità nello svolgimento delle proprie attività di ispezione, nella gestione dei conflitti di interesse e per garantire l'obiettività delle proprie attività ispettive. Le azioni emanate dalla direzione non devono contraddire questa affermazione.

2.2 UNI CEI EN ISO/IEC 17021

Trattasi della norma internazionale che definisce i requisiti per gli organismi che forniscono audit e certificazione di sistemi di gestione (es. SGQ, SGA, ecc.). Lo scopo è assicurare a tutte le parti interessate che i sistemi di gestione certificati soddisfano i requisiti definiti dalla norma di riferimento. La finalità è dunque garantire la credibilità delle certificazioni. In particolare il requisito 7.1.2 (Determinazione dei criteri di Competenza) prevede che L'organismo di certificazione deve avere un processo documentato per determinare i criteri di competenza per il personale coinvolto nella gestione ed esecuzione dell'audit e della certificazione. I criteri di competenza devono essere determinati con riferimento ai requisiti di ogni tipo norma o specifica di sistema di gestione, per ogni area tecnica e per ogni funzione nel processo di certificazione.
Per la valutazione delle competenze non è più sufficiente verificare solamente il curriculum del candidato o altre registrazioni di qualifiche, ma occorre effettuare dei test per verificare se questa competenza realmente esiste. L'OdC deve avere un "processo" documentato per valutare le competenze ed il monitoraggio nel tempo delle competenze.

Funzioni di certificazione / Conoscenze e abilità	Esecuzione del riesame della domanda per determinare la competenza richiesta al gruppo di audit, per selezionare i membri del gruppo di audit e per determinare la durata dell'audit	Riesame dei rapporti di audit e presa di decisioni di certificazione	Esecuzione dell'audit	Conduzione del gruppo di audit
Conoscenza delle prassi di gestione delle imprese			X	X
Conoscenza dei principi, delle prassi e delle tecniche di audit		X	X+	X+
Conoscenza di norme/documenti normativi specifici di sistemi di gestione	X	X	X+	X+
Conoscenza dei processi dell'organismo di certificazione	X	X	X	X
Conoscenza del settore merceologico del cliente	X	X	X+	X+
Conoscenza dei prodotti, dei processi e dell'organizzazione del cliente	X		X	X
Abilità di linguaggio appropriato a tutti i livelli nell'ambito dell'organizzazione del cliente			X	X
Conoscenza dei processi dell'organismo di certificazione	X	X	X	X
Conoscenza del settore merceologico del cliente	X	X	X+	X+
Conoscenza dei prodotti, dei processi e dell'organizzazione del cliente	X		X	X
Abilità di linguaggio appropriato a tutti i livelli nell'ambito dell'organizzazione del cliente			X	X
Abilità nel prendere appunti e nell'elaborazione di rapporti scritti			X	X
Abilità nell'effettuazione di presentazioni			X	X+
Abilità nell'effettuazione di interviste			X	X
Abilità nella gestione degli audit			X	X+

Per quanto riguarda la conoscenza di prodotti, processi e organizzazione del cliente, quando un gruppo esegue il compito, è necessario che vi sia esperienza nell'ambito del gruppo o essa potrebbe essere fornita attraverso l'impiego di un esperto tecnico. Nei casi in cui ogni audit è eseguito da un gruppo, il livello di abilità richiesto dovrebbe essere mantenuto nell'ambito del gruppo nel suo complesso e non da ogni singolo membro del gruppo.
Il responsabile di un gruppo di audit combinato o integrato dovrebbe avere una conoscenza approfondita di almeno una delle norme ed è richiesto avere consapevolezza delle altre norme utilizzate per quel particolare audit.
Nota Il rischio e la complessità sono altre considerazioni da tener presenti quando si decide il livello di esperienza necessario per ciascuna di queste funzioni.

Figura 1. Stralcio della ISO 17021 – prospetto A.1 conoscenze ed abilità

2.3 UNI CEI EN ISO/IEC 17024

La presente norma internazionale è stata elaborata con l'obiettivo di realizzare e di promuovere un quadro di riferimento, universalmente accettato, per le organizzazioni che certificano le persone. Essa può servire come base per il riconoscimento degli organismi di certificazione di persone e degli schemi di certificazione, rispetto ai quali le persone sono certificate, al fine di facilitare la loro accettazione ai livello nazionale ed internazionale.
La certificazione delle professionalità offre quindi un benefit sia alla persona che la ottiene, sia alle organizzazioni che impiegano persone certificate, sia ai clienti che si affidano a tali professionisti per ricevere un servizio. Certificare la propria professionalità consente infatti a chi si certifica di vedere attestate le proprie competenze e di ottenere un vantaggio competitivo che gli permette di differenziarsi dalla concorrenza. Allo stesso modo, le organizzazioni che decidono di impiegare personale certificato ottengono un sicuro vantaggio dal punto di vista della produttività e della competitività. Infine, i clienti che si rivolgono a un professionista certificato beneficiano di una garanzia preventiva e continua sulle caratteristiche e la qualità del servizio acquistato.

2.4 UNI CEI EN ISO/IEC 17025

La Norma è intesa a fornire i requisiti per la competenza dei laboratori di prova e taratura, incluse le eventuali attività di campionamento, con riferimento a metodi normalizzati, non normalizzati e sviluppati dal Laboratorio.
Questa norma si può applicare a qualsiasi laboratorio, pubblico e privato, indipendente ed aziendale, qualunque siano le dimensioni ed i settori di attività.
Significativo è l'accreditamento di un laboratorio ovvero il riconoscimento formale della idoneità di un laboratorio ad effettuare specifiche prove o determinati tipi di prova.
La ISO 17025 ha una struttura che prevede una distinzione netta tra requisiti gestionali (che rafforzano la capacità di gestione sistemica dei processi) e tecnici (che potenziano la capacità del laboratorio di assicurare la validità dei risultati forniti).

2.5 UNI CEI EN ISO/IEC 17065

La norma UNI CEI EN ISO/IEC 17065:2012 stabilisce i requisiti che un organismo di certificazione deve soddisfare per dimostrare di operare in modo competente, coerente e imparziale. Essa rappresenta la naturale evoluzione del precedente documento normativo ISO Guide 65 (diffusa in Europa come EN 45011) regolante i requisiti per gli Organismi di certificazione di prodotti, processi e servizi.
In sintesi, le principali modifiche introdotte rispetto alla ISO Guide 65 (EN 45011) sono:

- Riorganizzazione del testo di norma secondo la nuova struttura adottata per le norma da ISO /CASCO e dei termini e delle definizioni;
- Congruenza con altre norme ISO della serie 17000;
- Informazioni in relazione all'uso di questa norma per la certificazione dei processi e dei servizi, anche nell'Allegato B;
- Miglioramento dei requisiti relativi all'imparzialità ed alla terzietà dei CAB (Conformity Assessment Body) e introducendo un "meccanismo" per la salvaguardia dell'imparzialità;
- Consolidamento dei requisiti relativi al sistema di gestione interno del CAB;
- Riferimento ai principi richiesti ai CAB per l'erogazione di servizi di certificazione di prodotto; - Inserimento di requisiti di cui alla IAF GD5 ;
- Richiamo agli Schemi di Certificazione di prodotto, come definiti nella norma ISO/IEC 17067.

Le finalità della ISO/IEC 17065 richiamate nel capitolo Introduzione, sono pienamente in sintonia sia con le aspettative connesse alla certificazione di prodotto in ambito volontario, sia in ambito regolamentato, sia in ambito cogente.

3. Integrazione della ISO 17065 e ISO 17020

Gli Organismi Notificati che operano nell'ambito delle Direttive di prodotto devono adottare e sottoporre ad accreditamento il proprio Sistema di Gestione. In particolare per operare in ambito TPED, essendo un'attività di ispezione, è necessario adottare La ISO 17020, mentre per l'ambito PED, essendo un'attività di certificazione, è necessario implementare la ISO 17065. Le suddette due norme hanno nella loro struttura una serie di requisiti similari che facilitano ed auspicano una gestione integrata da parte dell'Organismo che deve implementarle.

3.1 Vantaggi dall'adozione di un sistema di gestione integrato (SGI)

Il sistema di gestione integrato si può considerare "come la coesistenza operativa in un'organizzazione di due o più sottoinsiemi, secondo gli standard internazionali". In una organizzazione dove sono adottati due o più sistemi di gestione, le ragioni che dovrebbero spingere verso l'integrazione di tali standard sono evidenti:

- SGI evita le duplicazioni: l'esempio classico è il programma di gestione della strumentazione che può ovviamente adottare la stessa procedura sia che si operi come Organismo di Certificazione o Ispezione;
- SGI crea sinergie: sistemi gestionali separati portano ad ignorare potenziali sinergie in alcuni dei processi critici, come la formazione, l'auditing, la documentazione etc.;

E tutto ciò si traduce in forti vantaggi sia di natura gestionale, strategica e organizzativa.
Ricordiamo che l'integrazione di due o più sistemi gestionali coinvolge necessariamente tre aree critiche per un'Organizzazione e dà vita ad una:

- integrazione organizzativa: significa unitarietà di direzione, capacità di compiere valutazioni integrate e, di conseguenza, capacità di prendere decisioni 'integrate;
- integrazione per tipologia di argomenti: trova la sua motivazione nel tentativo di individuare quali tematiche, quali argomenti si gestiscono meglio in maniera integrata e quali si gestiscono meglio tenendoli divisi;
- integrazione dei processi: è l'approccio più evoluto dell'integrazione di due o più sistemi di gestione. Integrare per processi è studiare tutte le macroattività (processi appunto) secondo gli elementi critici dei sistemi di gestione.

Per il successo di un SGI occorre l'impegno di tutti i livelli e di tutte le funzioni aziendali, a partire dall'Alta Direzione fino ad arrivare ai singoli tecnici ed amministrativi.
È noto che l'efficacia delle procedure dipende dalla sistematicità con cui esse sono applicate e dalla bontà delle registrazioni insieme alla loro archiviazione e rintracciabilità.
Per agevolare il percorso ed il processo di integrazione anche la ISO (*International Organization for Standardization*) ha ormai da anni avviato un processo di allineamento della struttura di tutte le principali norme di riferimento per i sistemi di gestione alla cosiddetta *High Level Structure*[1] (HLS), che prevede una identica sequenza e

[1] La High Level Structure (HLS), in italiano "struttura di livello superiore" è la standardizzazione della redazione delle future norme del sistema di gestione dell'ISO.
Tutte queste nuove norme devono rispettare una base coerente comune:

- una struttura (indice) generica comune: avere gli stessi capitoli, gli stessi numeri di articoli, lo stesso titolo di capitoli, di articoli o di clausole, ecc.
- i testi introduttivi degli articoli devono essere identici
- le esigenze identiche devono essere presentate allo stesso modo
- avere un lessico comune di termini e definizioni di base.

denominazione dei punti norma/paragrafi e l'utilizzo della medesima terminologia affinché i diversi sistemi possano essere agevolmente integrati tra loro.
Ad oggi risultano già allineate la ISO 9001:15 (SGQ) e la ISO 14001:15 (SGA) e la ISO 45001:16 (SGSSL). Già in programma aggiornamenti per la ISO 50001 (SGE) e la SA 8000 (RSI).

3.2 Esempio di SGI di un Organismo di Certificazione ed Ispezione
Di seguito si riporta una tabella di correlazione tra la 17020 e la 17065 che permette l'implementazione del SGI.

ISO 17065:12	ISO 17020:12
1 SCOPO E CAMPO DI APPLICAZIONE	**1 SCOPO E CAMPO DI APPLICAZIONE**
2 NORME E DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	**2 NORME E DOCUMENTI DI RIFERIMENTO**
3 TERMINI E DEFINIZIONI	**3 TERMINI E DEFINIZIONI**
4 REQUISITI GENERALI	**4 REQUISITI GENERALI**
4.1 Aspetti legali e contrattuali	
4.2 Gestione dell'imparzialità	4.1 Imparzialità e indipendenza
4.3 Responsabilità ed aspetti economico finanziari	
4.4 Condizioni non discriminatorie	
4.5 Riservatezza	4.2 Riservatezza
4.6 Informazioni disponibili al pubblico	
5 REQUISITI STRUTTURALI	**5 REQUISITI STRUTTURALI**
5.1 Struttura organizzativa e alta direzione	5.2 Organizzazione e direzione
5.2 Meccanismo di salvaguardia dell'imparzialità	
	5.1 Requisiti amministrativi
6 REQUISITI PER LE RISORSE	**6 REQUISITI PER LE RISORSE**
6.1 Personale dell'organismo di certificazione	6.1 Personale
6.2 Risorse per la valutazione	
	6.2 Dispositivi ed apparecchiature
	6.3 Subappalto

ISO 17065:12	ISO 17020:12
7 REQUISITI DI PROCESSO	**7 REQUISITI DI PROCESSO**
7.1 Generalità	
7.2 Domanda	
7.3 Riesame della domanda	
7.4 Valutazione	7.1 Metodi e procedure di ispezione 7.2 Trattamento degli elementi da sottoporre ad ispezione e dei campioni
7.5 Riesame	
7.6 Decisione relativa alla certificazione	
7.7 Documentazione riguardante la certificazione	7.4 Rapporti di ispezione e certificati di ispezione
7.8 Elenco dei prodotti certificati	
7.9 Sorveglianza	
7.10 Modifiche che influenzano la certificazione	
7.11 Rescissione, riduzione, sospensione o revoca della certificazione	
7.12 Registrazioni	7.3 Registrazioni delle ispezioni
7.13 Reclami e ricorsi	7.5 Reclami e ricorsi 7.6 Processi dei reclami e dei ricorsi
8 **REQUISITI DEL SISTEMA DI GESTIONE**	
8.1 Opzioni	
8.2 Documentazione generale del sistema di gestione (Opzione A)	8.2 Documentazione generale del sistema di gestione (Opzione A)
8.3 Tenuta sotto controllo dei documenti (Opzione A)	8.3 Tenuta sotto controllo dei documenti (Opzione A)
8.4 Tenuta sotto controllo delle registrazioni (Opzione A)	8.4 Tenuta sotto controllo delle registrazioni (Opzione A)
8.5 Riesame di direzione (Opzione A)	8.5 Riesame di direzione (Opzione A)
8.6 Audit interni (Opzione A)	8.6 Audit interni (Opzione A)
8.7 Azioni correttive (Opzione A)	8.7 Azioni correttive (Opzione A)
8.8 Azioni preventive (Opzione A)	8.8 Azioni preventive (Opzione A)

Tabella 1. Matrice di correlazione tra ISO 17020 e ISO 17065

4. Conclusioni

I Sistemi di Gestione Integrati, grazie alla intrinseca capacità di utilizzare al meglio le sinergie presenti (documentazione, riesame direzionale, audit, miglioramento), garantiscono il massimo dell'efficienza e dell'efficacia riducendo al minimo i costi di esercizio.
I principali vantaggi dell'integrazione sono elencati nel seguito:

- Uniformità di gestione: la creazione di un unico sistema di gestione consente modalità uniche per l'organizzazione di tutte le attività di certificazione / ispezione;
- Ottimizzazione delle risorse: la gestione uniforme rende possibile lo sfruttamento di sinergie potenziali presenti nell'organizzazione (es. audit, reclami/ricorsi, addestramento/formazione);
- Unificazione degli obiettivi di miglioramento: l'integrazione permette di individuare criteri decisionali univoci per la scelta degli obiettivi e per la definizione dei programmi per attuarli;
- Coinvolgimento del personale: la razionalizzazione nell'impiego delle risorse umane e nell'attribuzione delle responsabilità facilita il coinvolgimento e la sensibilizzazione del personale;
- Unicità del sistema documentale e della gestione dei dati: anche a livello di documentazione e modulistica, l'integrazione permette di evitare la duplicazione di registrazioni comuni ai vari ambiti e attraverso la condivisione delle informazioni facilita la comunicazione interna.

5. Bibliografia

[1] UNI CEI EN ISO/IEC 17000:2005, "Valutazione della conformità - Vocabolario e principi generali"

[2] UNI CEI EN ISO/IEC 17021-1:2015, "Valutazione della conformità - requisiti per gli organismi che forniscono audit e certificazione di sistemi di gestione"

[3] UNI CEI EN ISO/IEC 17024:2012, "Valutazione della conformità – Requisiti generali per gli organismi che operano la certificazione delle persone"

[4] UNI CEI EN ISO/IEC 17011:2005, "Requisiti generali per gli organismi di accreditamento che accreditano organismi di valutazione della conformità"

[5] UNI CEI EN ISO/IEC 17020:2012, "Requisiti per il funzionamento dei vari tipi di organismi che effettuano attività di ispezione"

[6] UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2005, "Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura"

[7] UNI CEI EN ISO/IEC 17065:2012, "Requisiti per gli organismi di certificazione di prodotti, processi e servizi"

[8] ACCREDIA, RG-01 "Regolamento per l'accreditamento degli Organismi di Certificazione e Ispezione - Parte Generale"

[9] ACCREDIA, RG-03 "Regolamento per l'accreditamento degli Organismi di Ispezione"

[10] ACCREDIA, RG-01-03 "Regolamento per l'Accreditamento degli Organismi di Certificazione del Prodotto"

[11] ACCREDIA, RG-01-01 "Regolamento per l'accreditamento degli Organismi di certificazione del Sistema di Gestione"

[12] ACCREDIA, RG-01-04 “Regolamento per l’accreditamento degli Organismi di Ispezione”

[13] ACCREDIA, RT-07 “Prescrizioni per l’accreditamento degli organismi di ispezione di tipo A, B e C ai sensi della norma UNI CEI EN ISO/IEC 17020 nei seguenti settori di accreditamento”

[14] ACCREDIA, DT-01-DC “Approccio Accredia agli accreditamenti finalizzati alle notifiche inerenti la marcatura ce e conseguenti prescrizioni per i CAB richiedenti tale tipologia di accreditamento”

[15] Riva E. Aspetti applicativi della UNI CEI EN ISO/IEC 17021, con le prime interpretazioni di EA. UNI / ACCREDIA – slide, 24 Ottobre 2011

[16] Musa A. La norma ISO/IEC 17065:2012 “Conformity assessment Requirements for bodies certifying products, processes and services” Continuità e novità rispetto alla precedente EN 45011”, ACCREDIA – febbraio 2013

PIPELINE INTEGRITY MANAGEMENT - Direct Assessment per la riqualifica di una condotta onshore multifase

S. Porrazzo*, S. Morrea*, P. Cioffi*, G. Gabetta*, L. Sasanelli**, R. Concetto**, L. Pardo**

*Eni S.p.A.
**Enimed - Eni S.p.A.

Sommario

L'obiettivo dell'attività descritta nel presente lavoro è la riqualifica di una condotta di produzione multifase, col supporto di un Ente di certificazione.
La condotta non può essere ispezionata internamente mediante pig intelligente pertanto la normativa ISO 12747 non risulta applicabile.
La metodologia utilizzata è stata quella del Direct Assessment (di seguito DA), descritta da una serie di norme NACE. Durante il DA vengono individuati i punti potenzialmente critici per l'attacco da corrosione e, sfruttando controlli di tipo CND, si analizza lo stato di integrità della condotta. Una analisi Fitness For Service (di seguito FFS) completa la stima della vita utile della condotta.
Il DA consiste in un processo retroattivo che, dal confronto tra i dati spessimetrici previsti da uno studio di corrosione e quelli rilevati durante la fase ispettiva, va a ricalibrare i modelli utilizzati.
La procedura di DA si articola in quattro fasi. La prima fase (Pre-Assessment) consiste essenzialmente in una raccolta dei dati disponibili; nella seconda fase (Indirect Inspection) si individuano i punti critici su cui effettuare ispezioni in campo (Detailed Examination). Dal confronto tra dati previsionali e risultati di campo (Post-Assessment), si può, da un lato, calibrare il modello previsionale e calcolare la vita residua della condotta, dall'altro, definire un intervallo temporale di rivalutazione insieme ad un nuovo piano di Ispezione e Manutenzione.
Per la condotta in questione, sono state eseguite tra il 2014 ed il 2015 delle campagne ispettive che hanno confermato i modelli previsionali e hanno reso possibile stabilire una vita residua pari a 7 anni. Una nuova analisi DA è prevista a metà della vita residua calcolata.

1. Introduzione

Per la riqualifica di una linea, la normativa ISO 12747 prescrive l'ispezione interna mediante pig intelligente. La condotta oggetto del presente lavoro non è però predisposta per questa ispezione, a causa della presenza di valvole a passaggio ridotto, curve con raggio < 3DN e variazioni di diametro.
Per sopperire a tale condizione, si è utilizzata la metodologia DA descritta da una serie di norme NACE [1], [2], [3], [4], [5], riconosciute da standard internazionali quali ISO 12747 [6], API 1160 [7], per la verifica dello stato di conservazione della condotta. Tutti gli standard relativi alla metodologia del DA non forniscono specifiche azioni correttive da intraprendere quando sono riscontrate problematiche di corrosione o di altri danneggiamenti che possono compromettere l'integrità del singolo componente e dell'intero asset.
Il DA è utilizzato per individuare criticità per poi applicare metodi appropriati, come ASME B31G [8], RSTRENG [9], DNV RP F101 [10], API 579 [11], etc., per le verifiche di integrità.
La metodologia si articola in quattro fasi:

- Pre-Assessment;
- Indirect inspection;

- Detailed examination;
- Post-Assessment.

2. Pre-Assessment

In questa fase [12] sono state eseguite le seguenti attività, in accordo allo standard NACE MP ICDA [1]:

- Raccolta e analisi di tutti i dati utili per l'esecuzione del DA;
- Verifica della fattibilità del DA sulla base dei dati disponibili.

2.1 Raccolta dati

La condotta (in rosso in Figura 2-1) è lunga circa 7300 m ed è composta dai seguenti tratti con relativo diametro nominale:

- Da KP 00 a KP 3900 DN 8", spessore nominale 7,9 mm
- Da KP 3900 a KP 4787 DN 10", spessore nominale 7,8 mm
- Da KP 4787 a KP 5370 DN 8", spessore nominale 7,9 mm
- Da KP 5360 a KP 7350 DN12", spessore nominale 10,31/8,38 mm

Essa raccoglie tutta la produzione ad olio multifase dei pozzi del Campo e la trasporta ad un manifold intermedio (Cluster D), in corrispondenza del quale la produzione si mescola con quella proveniente da altri pozzi prima di essere trasferita al Nuovo Centro Olio (NCO) passando attraverso il SottoCluster D.
Di seguito, in Tabella 0-2, sono riportati i principali parametri di base relativi alla condotta.

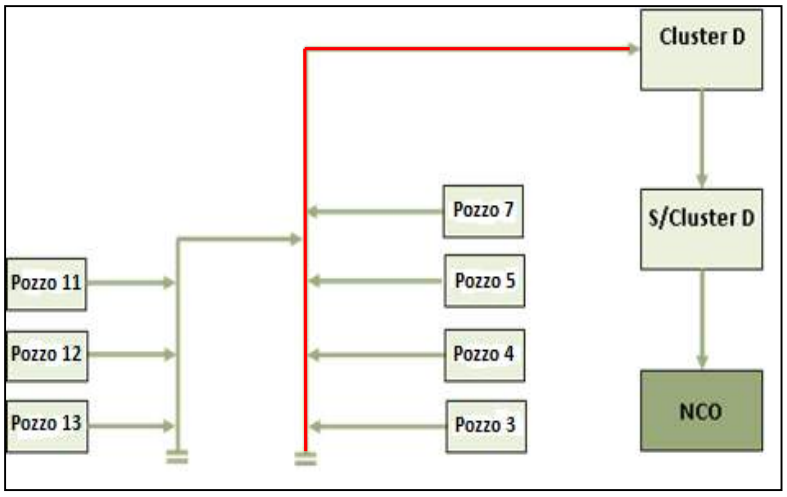


Figura 2-1. Schema a blocchi della rete del campo

Parametri di base della condotta	
Tipo di fluido	Olio multifase
Materiale di progetto	API 5L Gr.B SMLS
Anno di posa	1983
Produzione	~280 BOED
GOR	35
Water cut (%)	32
Pin – Tin	17 bar – 25 °C
Pout – Tout	11 bar – 15 °C

Tabella 2-2. Parametri di base

2.2 Fattibilità e definizione delle regioni dell'ICDA

Nella Tabella 0-3 sono riassunte ed analizzate tutte le condizioni che consentono l'applicazione della metodologia (NACE MP-ICDA TG-426).

Condizioni	Esito	Note
I dati collezionati e assunti sono sufficienti allo svolgimento dell'ICDA?	SI	Alcuni dati primari sono stati assunti come estrapolazioni e/o su base ragionevole e conservativa, da confermare o meno nelle fasi 3 e 4 dell'ICDA ove possibile
La condotta è di tipo multifase?	SI	-
La condotta è accessibile per l'esecuzione delle ispezioni?	SI	La condotta è interrata e attraversa una zona a prevalenza agricola
L'Operatore è a conoscenza che sono necessari tutti i 4 step dell'ICDA?	SI	-
L'esperto in materia ritiene che l'ICDA è eseguibile?	SI	-
L'ICDA È FATTIBILE?	**SI**	-

Tabella 2-3. Fattibilità ICDA

In accordo alla definizione di "regioni" riportata nello standard NACE di riferimento [1] e alle verifiche elencate sotto, la condotta è caratterizzata complessivamente da un'unica regione che corrisponde all'intero tracciato della condotta compreso tra le valvole di partenza (manifold raccolta produzione pozzi) e di arrivo (Cluster D):

- Non vi sono punti di ingresso o di uscita del fluido di processo lungo il tracciato;
- La direzione del fluido è sempre stata monodirezionale, dal campo al Cluster D;
- Non vi sono unità di processo intermedie che determinano un cambiamento dei parametri operativi (i.e. stazioni di pompaggio o compressione);
- Non vi sono punti d'iniezione di chemical lungo il tracciato della condotta compreso fra le valvole di partenza e di arrivo;
- È presente una terza valvola a comando manuale, situata in corrispondenza della cameretta d'ispezione all'attraversamento del torrente, la quale non è da ritenersi come un punto di discontinuità per la definizione delle regioni per l'ICDA.

3. Indirect Inspection

In questa fase [13], mediante l'impiego di modelli di analisi indiretta, vengono individuate le zone per le quali si possono presentare le condizioni più critiche per l'integrità della condotta e definiti i siti finali in cui eseguire le ispezioni. I metodi utilizzati sono:

- Analisi Fluidodinamica
- Analisi di corrosione interna

3.1 Analisi fluidodinamica

Sulla base dei dati disponibili e di quelli ipotizzati viene effettuata una modellizzazione per determinare il regime fluidodinamico, i profili di pressione e temperatura, l'hold-up e le velocità di gas e liquidi. Così facendo, si individuano i tipi di flusso che si instaurano all'interno della condotta in modo da identificare le sotto-regioni dell'ICDA, che per la condotta in questione sono: (vedere Figura 3-1):

1. Sotto-regione caratterizzata da un regime stratificato. Il regime stratificato è presente prevalentemente nella parte discendente iniziale della linea.
2. Sotto-regione caratterizzata da slug idrodinamico. Questo regime di flusso prevale nella parte terminale della linea.

L'analisi di corrosione interna e l'individuazione dei siti d'ispezione sono perciò state fatte considerando la condotta costituita da N°. 2 sotto-regioni.

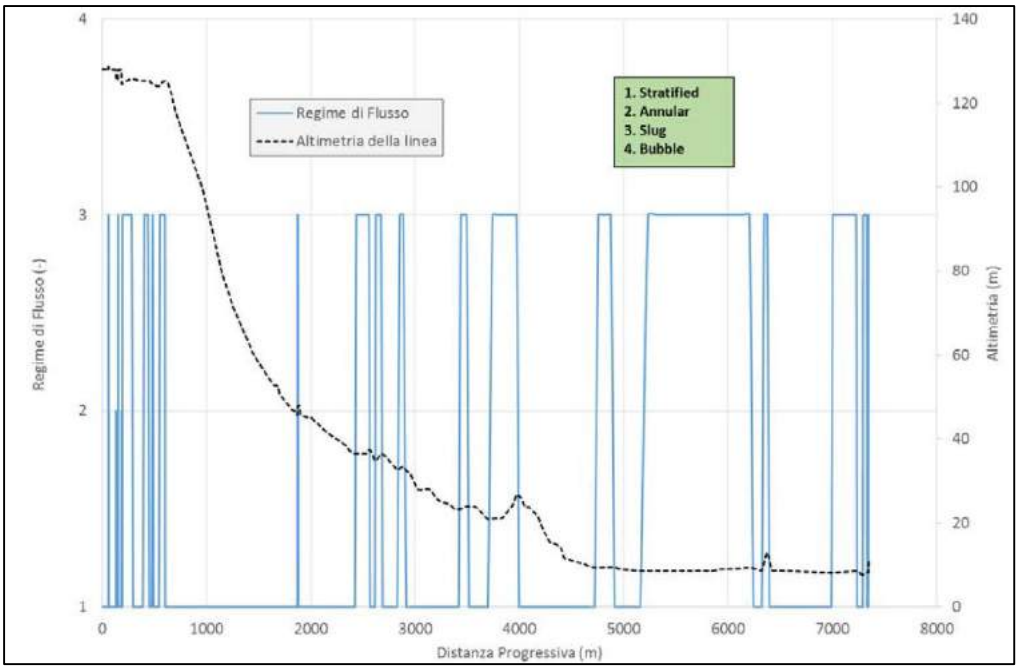


Figura 3-1. Regime di flusso associato al profilo della linea

- **Analisi di corrosione interna**

L'analisi di corrosione interna serve ad individuare il meccanismo predominante che governa la corrosione interna della condotta.
I meccanismi di danno potenzialmente attivi sono: la corrosione-erosione, la corrosione sotto deposito, la corrosione microbiologica e la corrosione da CO_2. Quest'ultimo è il meccanismo di danno maggiormente attivo per la condotta in oggetto in entrambe le sotto-regioni.

- **Definizione dei siti da ispezionare e metodi di indagine**

Sulla base dei risultati degli strumenti di analisi indiretta utilizzati, sono stati individuati 14 punti più 2 opzionali, sui cui effettuare le misure di spessore:

- N°8 siti di ispezione interrati (di cui N°.2 opzionali evidenziati in grigio in Figura 3.2 e Tabella 3.3)
- N°6 siti di ispezione non interrati (vedi Tabella 3.4)

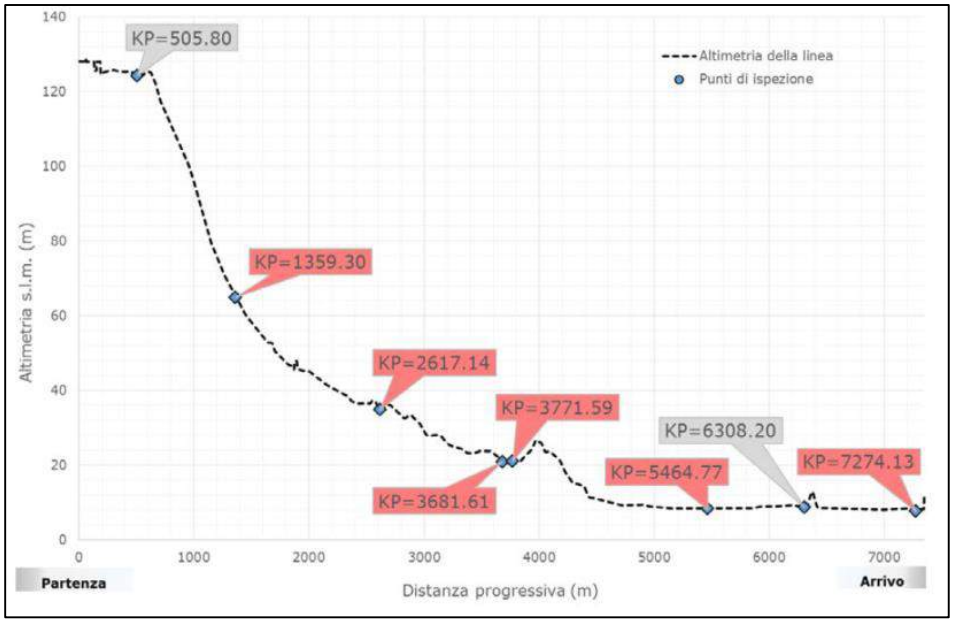


Figura 3-2. Posizione lungo il profilo altimetrico dei punti interrati selezionati

Punto	KP (m)	Vcorr (mm/anno)	Flusso	Strategia di Ispezione
27V10	505.8	≤ 0.25	stratificato	#B2 mappatura UTM e N° 8 UTM circonferenziali, controllo RT su almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap
69V21	1359.3	≤ 0.10	stratificato	#B1 e N° 8 UTM circonferenziali, controllo RT su almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap
129	2617.14	≤ 0.25	stratificato/slug	#B4 mappatura C-scan su sezione inferiore con banda semi-ciorconferenziale inferiore e N° 8 UTM circonferenziali, controllo RT su almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap
175	3681.61	≤ 0.25	stratificato	#B3 mappatura C-scan su sezione inferiore con banda circonferenziale inferiore e N° 8 UTM circonferenziali, controllo RT su almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap
178	3771.59	≤ 0.25	slug	#B4 mappatura C-scan su sezione inferiore con banda semi-ciorconferenziale inferiore e N° 8 UTM circonferenziali, controllo RT su almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap
250	5464.77	≤ 0.15	slug	#B4 mappatura C-scan su sezione inferiore con banda semi-ciorconferenziale inferiore e N° 8 UTM circonferenziali, controllo RT su almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap
290	6308.2	≤ 0.15	stratificato	#B3 mappatura C-scan su sezione inferiore con banda circonferenziale inferiore e N° 8 UTM circonferenziali, controllo RT su almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap
336	7274.13	≤ 0.10	stratificato	#B3 mappatura C-scan su sezione inferiore con banda circonferenziale inferiore e N° 8 UTM circonferenziali, controllo RT su almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap

Tabella 3-3. Punti interrati selezionati

Mentre i siti non interrati sono elencati in Tabella 3.4:

Punto	KP (m)	Descrizione	Vcorr (mm/anno)	Flusso	Strategia di Ispezione
P5-P6	146.57 ÷ 177.25	Tratto aereo	≤ 0.25	Stratificato/ bubble	#A1 profile RT e controllo radiografico di almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap
P9	1848.77	Cameretta 1 zona di depressione	≤ 0.25	Stratificato	#A3 Onde guidate su tratta aerea non accessibile, mappatura UTM con A-scan su curve 45°/90°, N° 8 UTM circonferenziali, controllo radiografico di almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap
P9-P10	1848.77 ÷ 1878.94	Tratto aereo attraversamento torrente	≤ 0.25	Iniziale stratificato finale slug	#A3 Onde guidate su tratta aerea non accessibile, mappatura UTM con A-scan su curve 45°/90°, N° 8 UTM circonferenziali, controllo radiografico di almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap
P15	4946.7	Cameretta 2 attraversamento ferrovia	≤ 0.20	Stratificato	#A2 mappatura UTM con A-scan, N° 8 UTM circonferenziali
P16	5725.16	Cameretta 3. zona piana	≤ 0.15	slug idrodinamico	#A2 mappatura UTM con A-scan, N° 8 UTM circonferenziali
P22	7331.78 ÷ limite batteria	Tratto aereo a limite di batteria Cluster D	≤ 0.10	Iniziale stratificato finale slug	#A1 profile RT e controllo radiografico di almeno una saldatura adiacente o UT sull'intera estensione del weld cap

Tabella 3-4. Punti non interrati selezionati

4. Detailed examination

In questa fase attraverso l'esecuzione di misure nei punti descritti nelle tabelle 3.3 e 3.4 si ricalibrano i modelli di analisi indiretta utilizzati.
Nel caso ci siano scostamenti tra lo spessore residuo misurato e quello atteso, il meccanismo di retroazione del DA prevede di ripartire dalla fase di Indirect Inspection con la determinazione di nuovi punti di ispezione. Nel caso in cui, invece, ci sia corrispondenza tra dati misurati e previsti dai modelli, si procede con il calcolo della velocità di corrosione futura.

4.1 Rilevamenti spessimetrici

Per la condotta in questione, sono state eseguite tra il 2014 ed il 2015 delle campagne ispettive attraverso metodi non distruttivi quali ultrasuoni (UT), onde guidate (OG), mappature C-scan, radiografie (RX), oltre a misure di potenziale catodico (PC). Sono state inoltre eseguite ispezioni visive nelle camerette 1,2 e 3. Le misure spessimetriche hanno permesso di calcolare la velocità di corrosione media nei punti di ispezione. In tabella 4.1 e 4.2 si riportano alcuni risultati ottenuti:

RILIEVI SPESSIMETRICI MUT 2014				
Punto di misura	Dn (inch)	tN (mm)	t MIN (mm)	t MAX (mm)
P15	8	7.9	5.1	6.2
P16	12	8.38	5	7.3
P9	8	7.9	4	7.1

Tabella 4-1. MUT realizzati nel 2014

RILIEVI SPESSIMETRICI MUT 2015				
Punto di misura	**Dn (inch)**	**tN (mm)**	**t MIN (mm)**	**t MAX (mm)**
P129	8	7.9	5.2	6.5
P175	8	7.9	5.3	6.2
P178	8	7.9	5.3	6.8
P250	12	8.38	7.7	9.6
P290	12	8.38	8.1	8.8
P336	12	8.38	5	6.7
P336 bis	12	8.38	5	6.3
P15	8	7.9	5.3	6.5
P16	12	8.38	7.2	8.9
P9	8	7.9	5.2	5.9

Tabella 4-2. MUT realizzati nel 2015

4.2 Calcolo di CR dai valori misurati e confronto con l'analisi indiretta

La velocità di corrosione media in un punto di ispezione è calcolata come:

- $CR = t_{CONS-ISP} / DL_{WC>10\%}$

Dove:

- $t_{CONS-ISP}$=differenza tra spessore nominale t_N e spessore minimo misurato in quel punto t_{mis}
- DLWC>10%=periodo di tempo in cui il water cut è superiore al 10%
  In particolare si è considerato un periodo di tempo inferiore alla vita attuale della condotta perché da prove di laboratorio si è visto che per Water Cut < 10%, per questa tipologia di olio multifase, l'acqua rimane emulsionata in olio e si può quindi considerare trascurabile la velocità di corrosione. Per valori superiori invece, l'acqua inizia a separarsi e non è più possibile considerare che la corrosione sia trascurabile.

In tabella 4.3 sono stati confrontati i valori di CR derivati da misurazioni di campo con i valori di CR stimati tramite modelli nello studio di indirect inspection(CR_{ICDA}).

Punto di ispezione	t CONS-ISP (mm)	CR (mm/anno)	CR ICDA (mm/anno)
P129	3.3	0.17	≤ 0.25
P175	2.7	0.14	≤ 0.25
P178	3	0.15	≤ 0.25
P250	3.5	0.18	≤ 0.15
P290	2.5	0.13	≤ 0.15
P336	3.48	0.17	≤ 0.10
P336 bis	3.38	0.17	≤ 0.10
P15	2.8	0.15	≤ 0.20
P16	3.4	0.18	≤ 0.15
P9	**3.9**	**0.21**	**≤ 0.25**

Tabella 4-3. Confronto tra dati misurati e quelli previsti

I dati stimati e quelli misurati risultano confrontabili.

5. Post Assessment

L'ultima fase della procedura DA consiste nel:

- Calcolare la vita residua del componente [14];
- Definire un intervallo temporale di rivalutazione;
- Definire un piano di ispezione e manutenzione.

5.1 Calcolo della vita residua della condotta

Per il calcolo della vita residua è stata applicata la normativa API 579-1/ASME FFS-1-Fitness-for Service.
L'API 579 prevede tre criteri di verifica: quello a spessore residuo, quello a pressione ammissibile e quello dello spessore limitante (quest'ultimo considera intrinsecamente anche il limite dell'80% dello spessore nominale previsto da ASME). I primi due criteri sono praticamente equivalenti e portano gli stessi risultati; infatti la normativa API afferma che è possibile utilizzare uno dei due a scelta. Per completezza sono stati utilizzati entrambi.
Il criterio a spessore residuo consiste nel calcolare uno spessore medio (t_{medio}), in base alle misurazioni ottenute, e confrontarlo con uno spessore minimo (t_{min}), necessario alla resistenza della linea. Quando questi due termini si eguagliano la vita della condotta risulta terminata. La formula utilizzata è la seguente:

- t_{medio} - FCA>=t_{min} (1)

Lo spessore medio è calcolato come:

- $t_{medio}=(\sum t_{misurato_i})/N$ (2)

Dove:

- N = Numero di misurazioni disponibili in una determinata area che caratterizzano il metal loss (minimo 15)
- $t_{misurato_i}$ = Spessore residuo ricavato dall' i-esima misurazione (vedi Tabella 4.1)
- FCA = Spessore che si prevede di perdere in futuro (vedi anche definizione sottostante)

Lo spessore minimo è calcolato come:

- $t_{min}=max(t_{min\^c},t_{min\^l})$ (3)

Dove:

- $t_{min\^c}$= Minimo spessore richiesto da API basato su tensione circonferenziale
- $t_{min\^l}$ = Minimo spessore richiesto da API basato su tensione longitudinale

Il secondo criterio prevede il calcolo di una massima pressione ammissibile da confrontare con la MOP della condotta. Tale criterio è riassunto dalla formula seguente:

- MAWP>=MOP

Dove:

- MOP= 22 bar pari alla pressione a cui è settato il sistema di regolazione/sicurezza della condotta;
- MAWP=massima pressione ammissibile all'interno del tubo corroso, ovvero quella che porterebbe a criticità. E' valutata come:

MAWP=min (MAWPc,MAWPl) (4)

Dove:

- MAWPc= Massima pressione operativa basata sullo stress circonferenziale
- MAWPl = Massima pressione operativa basata sullo stress longitudinale

Il terzo e ultimo criterio è quello dello spessore limitante ovvero:

t_{mm}-FCA≥Max(0.5*t_{min};t_{lim}) (5)

Dove:

- t_{lim}=Max(0.2*t_N;2.5 mm)
- tmm=minimo spessore rilevato in una certa zona di analisi

Come si vede il t_{lim} è il massimo tra 2.5 mm e 0.2*t_N dove quest'ultimo termine corrisponde all'80% dello spessore nominale consumato che è appunto il limite previsto da ASME.
Tutti i criteri dipendono fortemente dall'FCA ("Future Corrosion Allowance"); l'FCA è lo spessore che si prevede di perdere in futuro in base alla velocità di corrosione stimata (FCA=V_{corr}*anni). Ad esempio se volessimo conoscere lo stato della condotta fra due anni, dovremmo calcolare l'FCA come V_{corr}*2, inserire il valore dentro i criteri dell'API e verificare se vengono soddisfatti; se anche solo uno non è verificato la condotta non è sicura. Nel nostro caso, per l'integrità attuale l'FCA è uguale a zero mentre per l'integrità futura, non avendo un orizzonte temporale definito, l'approccio è quello di variare l'FCA fino a che uno dei due criteri di verifica (o entrambi) non sono più soddisfatti. A seconda di qual 'è il criterio che per primo va in crisi, l'FCA va calcolato come segue.
Se il criterio più critico è quello di spessore/pressione ammissibile (sono considerati come un criterio unico) abbiamo:

FCA=t_{medio}-t_{min}

Se invece il primo criterio ad essere critico è quello dello spessore limitante abbiamo:

FCA=t_{mm} - max (0.5*t_{min};t_{lim})

Così facendo si ottiene il massimo FCA consumabile ammesso da normativa.
Di conseguenza la vita residua risulta uguale a:

- Vita residua=FCA/V_{corr} (6)

Come sopra spiegato, il primo criterio che diventa critico è quello che stabilisce l'FCA ovvero quanto spessore ancora possiamo perdere sulla linea in quella zona di misura. La Tabella 5.1 indica per ogni zona di misura l'FCA, il criterio dominante e il valore di vita residua. I risultati del calcolo sono presentati in Tabella 5.1.
L'analisi mostra innanzitutto che alla pressione di 22 bar (MOP) il criterio più critico è sempre quello dello spessore limitante e ciò è dovuto alla bassa pressione di esercizio (t_{min} molto bassi). Inoltre, le zone di corrosione con la profondità attuale, rispettano i requisiti della normativa e non richiedono riparazioni o modifiche delle condizioni operative.
In base alle velocità di corrosione indicate nel [13] sono state valutate le condizioni future ed è stata calcolata la vita residua, indicata in tabella 5.1. Il punto di misura più critico è quello denominato P9, in corrispondenza dell'attraversamento del torrente, con vita residua pari a 7 anni. Il criterio dello spessore limitante non è sensibile alla pressione quindi un'eventuale de-rating non modificherebbe la situazione (anche abbassando la pressione, fra 7 anni lo spessore sarà minore del limite).
In base ai calcoli effettuati in accordo alla normativa API 579, le zone di corrosione generalizzata rilevate sulla pipeline non rappresentano una minaccia allo stato attuale. La minima vita residua della condotta risulta essere pari a 7 anni (in corrispondenza del punto P9) a partire dall' anno di esecuzione delle ispezioni.

Punto	COV [%]	t_{medio} [mm]	t_{min} [mm]	t_{mm} [mm]	t_{lim} [mm]	Criterio critico	FCA	V corr [mm/anno]	Vita residua
P129	4,69	5,76	1,4	5,2	2,5	spessore limitante	2,7	0,17	15 anni
P175	3,5	5,8	1,4	5,3	2,5	spessore limitante	2,8	0,14	20 anni
P178	5,84	6,09	1,4	5,3	2,5	spessore limitante	2,8	0,15	18 anni
P250	5,65	8,56	2,08	7,7	2,5	spessore limitante	5,2	0,18	28 anni
P290	2,03	8,47	2,07	8,1	2,5	spessore limitante	5,6	0,13	43 anni
P336	5,36	5,61	2,09	5	2,5	spessore limitante	2,5	0,17	14 anni
P336bis*	4,71	5,58	2,09	5	2,5	spessore limitante	2,5	0,17	14 anni
P15	4,4	5,75	1,4	5,1	2,5	spessore limitante	2,6	0,15	17 anni
P16	8,63	6,58	2,07	5	2,5	spessore limitante	2,5	0,18	13 anni
P9	9,52	5,83	1,38	4	2,5	spessore limitante	1,5	0,21	7 anni

Tabella 5-1. Risultati dell Analisi con API 579 applicata ai MUT

E' stato condotto anche uno studio di Stress analysis [15] che ha confermato che le tensioni nei punti di misura sono inferiori a quelle ammissibili allo stato attuale e non presentano quindi una minaccia per la pipeline. Vi sono inoltre delle zone che presentano tensioni equivalenti più elevate di quelle calcolate nei punti di misura, ma sempre inferiori alle ammissibili, ed è pertanto consigliabile verificarne lo stato di corrosione nella prossima ispezione. Nel particolare le zone aggiuntive sono, in ordine di priorità:

- Vertice planimetrico V39: σ_{max}=103,55 MPa.
- Vertice planimetrico V34: σ_{max}=96,41 MPa;
- Curva ingresso attraversamento torrente Valle Priolo: σ_{max}=90,13 MPa;
- Curva uscita attraversamento torrente Valle Priolo: σ_{max}=89,01 MPa;

Si precisa nuovamente che tali punti aggiuntivi non sono attualmente critici e non vanno a modificare i risultati dell'ICDA ma per una maggiore sicurezza è consigliabile verificarne lo stato. Ovviamente questi punti hanno una priorità minore rispetto a quelli in cui sono state eseguite le misure e vanno ispezionati se possibile.

5.2 Riqualifica e definizione intervalli di reassessment

La definizione degli intervalli di re-assessment è uno dei risultati più importanti dello studio di Direct Assessment. La definizione di tali intervalli si basa su considerazioni di vario genere tra cui la confidenza sulle misure spessimetriche analizzate, la confidenza sui risultati ottenuti durante l'analisi di ICDA più recente e la congruenza tra i risultati di campo e quelli calcolati con i modelli predittivi. Considerando quindi i risultati ottenuti ed il fatto di non aver una misurazione continua della corrosione su tutta la pipeline, nel caso in cui risultino modificate in maniera significativa le condizioni operative o la composizione del fluido si consiglia di eseguire un nuovo studio ICDA.
In caso contrario, sarà sufficiente entro 4 anni misurare nuovamente lo spessore residuo negli stessi punti analizzati nel presente studio in modo da validare la velocità di corrosione utilizzata per i calcoli. Infatti, Il calcolo di tale parametro va riconfermato o aggiornato con ulteriori validazioni nell'arco della vita operativa della pipeline. In seguito alle nuove ispezioni il presente studio andrà aggiornato.
Una volta effettuato il FFS, determinata la vita residua della condotta e definiti gli intervalli di re-assessment, è stato possibile inviare tutta la documentazione all'Ente per l'approvazione del lavoro svolto e il rilascio della certificazione di riqualifica.

6. Conclusioni

Al termine di tutto il procedimento come precedentemente descritto, l'ente certificatore, ritenendo valida la strategia adottata, ha prolungato la vita utile della condotta in questione fino all'anno 2022.
E' stata prescritta anche una nuova campagna ispettiva da condurre entro l'anno 2019 al fine di validare l'analisi di ICDA e tutti gli studi correlati.
La procedura seguita in questo caso si pone come riferimento per la verifica dello stato d'integrità e conseguente riqualifica di condotte ad olio multifase, non ispezionabili tramite pig intelligente.

7. Riferimenti

[1] NACE International, NACE MP-ICDA TG-426: Multiphase Flow Internal Corrosione Direct Assessment Methodology for Pipelines, 2010

[2] NACE International, NACE WG-ICDA TG-305: Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Standard, 2010

[3] NACE International, NACE DG-ICDA SP-0206-2006: Dry Gas Internal Corrosion Direct Assessment Standard, 2006

[4] NACE International, NACE ECDA SP-05002-2010: External Corrosion Direct Assessment Standard, 2010

[5] NACE International ,NACE LP-ICDA SP-0208-2008: Liquid Petroleum Internal Corrosion Direct Assessment Standard, 2008

[6] ISO 12747, Petroleum and natural gas industries -- Pipeline transportation systems -- Recommended practice for pipeline life extension, 2011

[7] API 1160, Managing-System-Integrity-for-Hazardous-Liquid-Pipelines, November 2001

[8] ASME B31G, Manual for Determining the Remaining Strength of Correded Pipelines, 1991

[9] RSTRENG, Remaining Strength of Corroded Pipe Assessment Procedure

[10] DNV RP F101, Recommended Practice – Corroded Pipelines, October 2010

[11] API 579-1/ASME FFS-1- Fitness-for Service, 1991

[12] Cescor, 080606PXRZ04501_PROP00_53 – Pre assessment Report, 2015

[13] Cescor, 080606PXRZ04502_PROP00_52 – Indirect Inspection Report, 2015

[14] Techfem, 080606PLRZ00002, Analisi di Fit for service, 2016

[15] Techfem, 080606PLRZ00003, Relazione di calcolo di stress analysis, 2016

Criteri per la valutazione del danno in fornaci di reforming

A. Alvino*, A. Antonini*, D. Lega*, C. Mennuti*

*Inail - DIT

Sommario

Gli impianti di steam reforming, utilizzati per la produzione di idrogeno, sono progettati per operare in condizioni di esercizio severe. Tra i componenti più critici figurano i tubi catalitici, essendo le loro condizioni di esercizio generalmente drastiche, con temperature superiori ad 800 °C e pressioni anche di 30-35 bar, in atmosfera ossidante e con fluidi di processo ricchi di carbonio e zolfo. Tra i materiali più utilizzati per la loro fabbricazione figurano gli acciai ASTM A 297 grado HK e HP. La vita di progetto nelle condizioni di esercizio tipiche è pari a 100.000 ore, ma la durata in servizio presenta oscillazioni ampie e può ridursi anche a sole 30.000 ore.
Viste le elevate temperature a cui operano, i tubi catalitici sono particolarmente soggetti a creep.
A differenza degli acciai ferritici, in cui il danno inizia dalle pareti esterne, negli acciai HK e HP è presso la superficie interna che si assiste alla formazione di microcavità, le quali evolvono successivamente a cricche radiali. In merito alla valutazione del danno, alcuni autori propongono una rivisitazione del criterio di Neubauer (opportunamente modificato) mentre altri si limitano a descrivere una sorta di flusso di danneggiamento.
In aggiunta alla cavitazione, durante la vita in servizio tali materiali sono soggetti anche ad una notevole evoluzione microstrutturale: i carburi interdendritici (primari) presenti inizialmente si ingrossano fino a saldarsi in un pattern senza soluzione di continuità, mentre la matrice austenitica si arricchisce di carburi secondari di cromo. Evoluzione microstrutturale e precipitazione dei carburi influenzano notevolmente anche l'evolversi del danno da creep: è stato infatti osservato che la formazione di cavità e microcricche avviene generalmente a ridosso dei carburi di cromo, pertanto i cambiamenti nella microstruttura sono un fattore da tenere sotto stretta osservazione nella valutazione del danno da scorrimento viscoso per questa tipologia di materiali.
In questo lavoro verranno illustrati i principali criteri di valutazione del danneggiamento presenti in letteratura per gli acciai HK ed HP, unitamente alla caratterizzazione del danno su alcuni tubi catalitici eserciti in impianti di reforming.

1. Introduzione

Negli impianti di steam reforming, tra i componenti maggiormente soggetti a danneggiamento, figurano i tubi catalitici delle fornaci, in quanto operano a temperature superiori agli 800 °C, con pressioni tra i 25 ed i 35 bar in atmosfera ossidante e con fluidi di processo ricchi di carbonio e zolfo. Tra i materiali più utilizzati per la loro fabbricazione figurano le leghe in Fe-Ni-Cr classificate come ASTM A 297 grado HK (25Cr20Ni0,4C) e HP (26Cr35Ni0,4C), in cui è presente un elevato tenore di nichel e cromo, oltre a piccole aggiunte di elementi carburigeni come niobio e titanio [1-4]. Dal punto di vista metallurgico, nichel e cromo conferiscono a questa categoria di acciai le necessarie proprietà di resistenza alla corrosione, tenacità e stabilità della fase austenitica. L'elevato contenuto di carbonio rafforza la soluzione solida e promuove la formazione di una rete di carburi primari (interdendritici) e secondari (all'interno della matrice) di struttura e composizione diversa in funzione degli elementi presenti (Nb, Ti, W, Cr). L'insieme di questi precipitati

migliora la resistenza alle alte temperature inibendo il movimento delle dislocazioni e lo scorrimento dei bordi di grano [5-8].
La vita di progetto dei tubi catalitici in condizioni di esercizio tipiche viene fissata a 100.000 ore, tuttavia l'effettiva durata in servizio di tali componenti presenta ampie oscillazioni potendo estendersi anche fino alle 180000 ore, come pure ridursi in alcuni casi a sole 30.000 ore.
Viste le elevate temperature a cui operano, i tubi catalitici delle fornaci di reforming sono particolarmente soggetti allo scorrimento viscoso [2,4,9]. Lo sviluppo di materiali dalle prestazioni sempre più elevate, in particolare nel grado HP, ha consentito un graduale innalzamento della temperatura massima d'esercizio (sono stati raggiunti anche i 950°C), garantendo di pari passo una maggior efficienza dei processi ed una riduzione dei costi totali di produzione [10].
La prolungata attività in esercizio di questi componenti provoca inoltre una naturale evoluzione microstrutturale dei materiali che li compongono: questo fenomeno si manifesta attraverso reazioni chimiche di precipitazione e trasformazione a carico delle seconde fasi presenti nella matrice, quali la precipitazione di carburi secondari di cromo, l'ingrossamento dei carburi interdendritici, la trasformazione dei carburi di niobio in G-phase e la precipitazione di carburi misti dalla caratteristica morfologia detta "necklace-like" [10-13].
Un'altra forma assai pericolosa di danneggiamento che può manifestarsi su questi componenti è la carburizzazione [12-15]: a temperature elevate ed in presenza di opportune miscele di reagenti collegate al processo, possono crearsi le condizioni adatte per la penetrazione del carbonio nella matrice metallica, ove tale elemento si combina con gli elementi di lega ed in particolare con il cromo. La formazione di carburi metallici impoverisce la matrice, riducendone il tenore di cromo, rendendola estremamente vulnerabile al danneggiamento da scorrimento viscoso e parimenti suscettibile ad attacchi corrosivi.

2. Valutazione del danno da scorrimento viscoso

A differenza di quanto concerne gli acciai ferritici e ferritico-bainitici (ASTM A 335 grado 11 e grado 22), per i quali, grazie ad una consolidata esperienza dovuta al pluridecennale impiego, l'evoluzione del danno da creep è stata completamente chiarita così da poter stilare dei criteri di valutazione e di stima della vita residua [16-17], per il grado HP il meccanismo di formazione e propagazione del creep non è stato ancora del tutto caratterizzato, cosicché al momento non è stata ancora sviluppata una metodica universale per la valutazione del danneggiamento. In letteratura alcuni autori [18-19] riportano che nel materiale base il danno nasce e si propaga a partire dalle pareti interne delle tubazioni (figura 1) a differenza di quanto accade ad esempio degli acciai ferritici (in cui inizia dalle pareti esterne).
È stato anche proposto [18] un criterio di valutazione del danno sulla falsariga di quello di Neubauer: come si può vedere in figura 2, assegnato al materiale integro il grado A, il fenomeno si manifesta all'inizio con cavità isolate che compaiono (grado B) dapprima nel primo terzo del tubo (a partire dalla superficie interna), per poi estendersi anche al 50% della sezione (grado C); la comparsa di microcricche radiali nel primo terzo implica un aggravarsi della situazione (grado D), che infine si esacerba con formazione di vere e proprie cricche (grado E), che possono interessare fino ai due terzi dello spessore, sempre a partire dalla superficie interna. Una classificazione analoga, è stata proposta per le saldature [18].
Altri autori [20-21] propongono un modello a flusso di danneggiamento, mostrato in figura 3, in cui le cavità iniziano a comparire all'interno del primo terzo della sezione del tubo

(vicino alla superficie interna, ma senza interessare la fascia di materiale proprio a ridosso di essa) per poi propagarsi in maniera omogenea sia verso la parete interna che verso quella esterna; raggiunte le 50000 ore di servizio il danno si estende sui due terzi del tubo e fanno la loro comparsa numerose microcricche, che col passare del tempo si diffondono nel materiale; superate le 65000 ore di servizio il tubo presenta microcricche sui due terzi dello spessore mentre sul terzo più esterno compaiono numerose cavità.

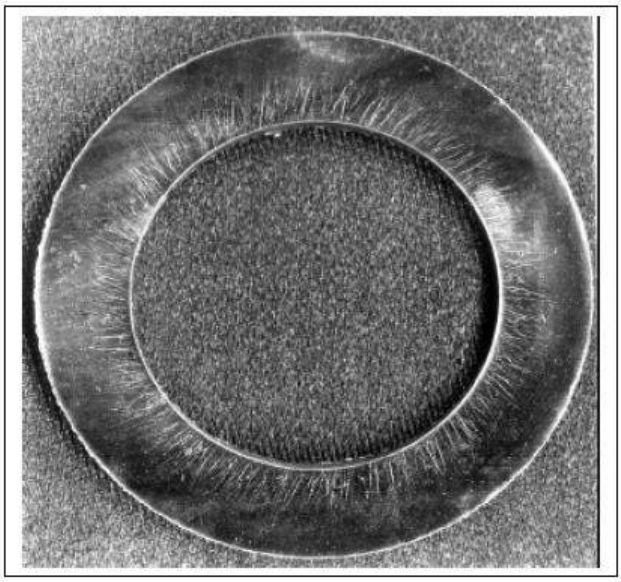


Figura 1. Sezione di tubo catalitico che mostra il fronte di propagazione del danno da creep [19]

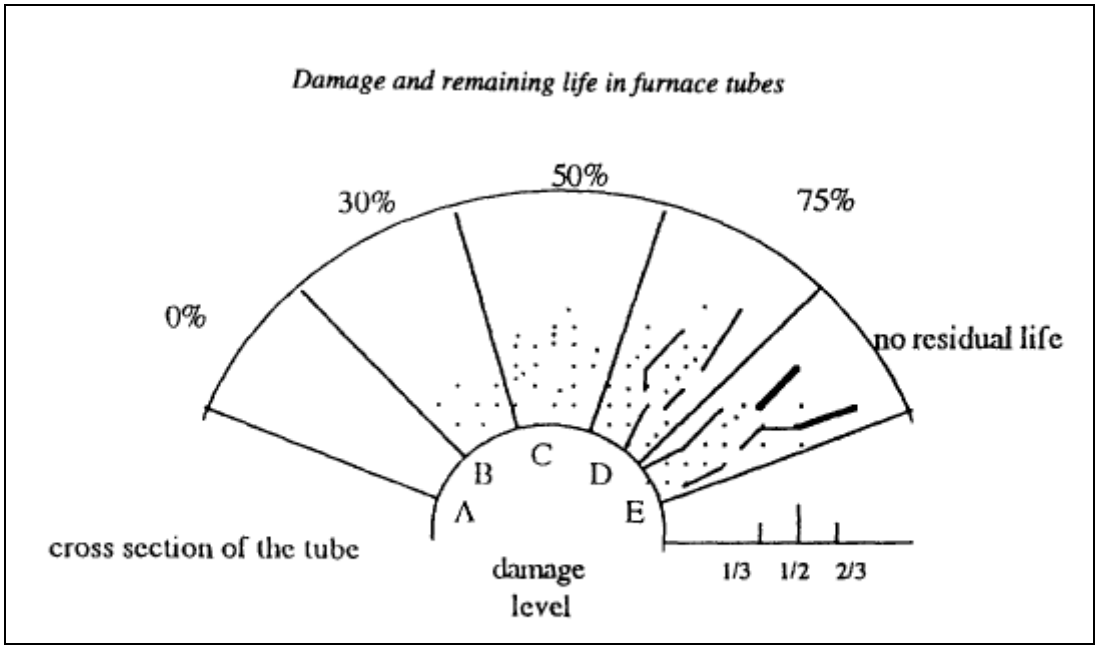


Figura 2. Criterio di valutazione del danno da creep per gli acciai grado HP, sviluppato in analogia con quanto descritto da Neubauer per gli acciai basso legati [18]

Poiché pertanto, a prescindere dal modello in esame, in questa tipologia di acciai il danno da creep si sviluppa a partire dalla superficie interna del tubo catalitico e si manifesta nei pressi della superficie esterna solo quando ha ormai raggiunto uno stadio molto avanzato, la metodica della replicazione non si rivela affidabile: quest'ultima infatti, largamente impiegata per i componenti in acciai basso legati (grado 11 e grado 22) è basata

sull'esame di piazzole ricavate sulla superficie esterna e pertanto fornirebbe indicazioni falsate e decisamente troppo ottimistiche sulla vita residua del componente. Dal punto di vista dell'esame metallografico, dunque, l'unico modo per rilevare in maniera affidabile il danno da creep presuppone un approccio distruttivo, ossia procedendo con la rimozione di una tubazione campione da sottoporre ad accurato esame della sezione trasversale, campionando in più punti per avere un quadro quanto più dettagliato della situazione su tutta la lunghezza del tubo.

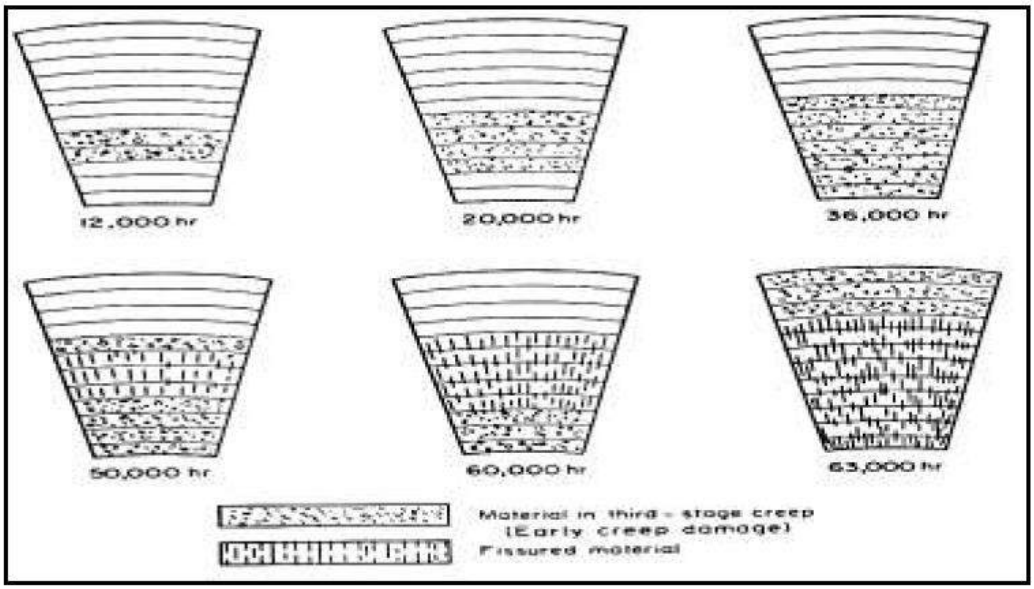


Figura 3. Criterio di valutazione del danno da creep per gli acciai grado HP, sviluppato secondo un modello "a flusso di danneggiamento" [20]

Per quanto riguarda le criticità dell'esame, va fatto presente che le cavità possono essere rilevate in maniera chiara solo dopo accurati (e a volte ripetuti) cicli di lucidatura ed attacco metallografico. Le loro dimensioni nei primi stadi di danno, peraltro, le rendono difficili da osservare in microscopia ottica cosicché l'esame al SEM si rende, se non indispensabile, almeno fortemente raccomandato.
Una seconda utile strategia consiste nel sottoporre il tubo sacrificato ad un esame con i liquidi penetranti [18], così da avere un quadro dettagliato delle cricche eventualmente sviluppatesi, ed in particolare individuare le zone dove il danno fosse eventualmente localizzato.
Indagini non distruttive possono essere di valido aiuto anche senza dover sacrificare un componente [19, 22-23]. I singoli tubi possono essere monitorati per valutare il danno da creep solitamente mediante correnti indotte od ultrasuoni, per individuare eventuali cricche. Un'ulteriore strategia di valutazione del danno da creep prende spunto dalla deformazione dei tubi catalitici: le alte temperature possono comportare infatti un fenomeno di ovalizzazione dei tubi che viene monitorato mediante lettura in continuo a mezzo laser del diametro interno (metodo LOTIS).

3. Valutazione dell'evoluzione microstrutturale

I materiali impiegati nelle fornaci di reforming, ed in particolare per i tubi catalitici, sono acciai ad elevato tenore di Ni e Cr, con aggiunte di elementi carburigeni. Questo mix ben bilanciato garantisce resistenza alla corrosione, tenacità e stabilità della fase austenitica e promuove la formazione di una rete di seconde fasi che migliora la resistenza alle alte temperature inibendo il movimento delle dislocazioni e lo scorrimento dei bordi di grano.

Tali seconde fasi costituiscono un pattern tipico, sovente definito col termine di “Chinese Script”, in cui i carburi di Cr si alternano a quelli di Nb/Ti, in una tessitura interdendritica più o meno fine. All’interno della matrice austenitica sono poi dispersi rari carburi di Cr e piccoli carburi cubici di Ti (se tale elemento è presente nella lega) [5-8].
La prolungata attività in esercizio di questi componenti provoca tuttavia una graduale evoluzione della microstruttura dei materiali che li compongono: questo fenomeno si manifesta attraverso reazioni chimiche di precipitazione e trasformazione a carico delle seconde fasi presenti nella matrice [12-15]. L’evoluzione della struttura è di per sé una forma di degrado perché comporta un graduale abbassamento delle caratteristiche fisiche e meccaniche del materiale (in particolare della duttilità): sono noti casi [18] in cui, dopo invecchiamento a 600-700°C il materiale faceva registrare un allungamento (a T ambiente) che era meno del 5% di quanto registrato per il virgin material. C’è però da aggiungere che di tale comportamento viene abitualmente tenuto conto in fase di progettazione e fitness-for-purpose dei componenti della fornace, cosicché l’invecchiamento in sé del materiale non viene considerato una forma di danno grave. Resta tuttavia il fatto che, poiché altera la composizione chimica e la distribuzione degli elementi di lega nella matrice, l’evoluzione microstrutturale può rendere più vulnerabile il materiale ad altri fenomeni di danneggiamento, come lo scorrimento viscoso, la corrosione e la carburizzazione. E’ stato infatti osservato [13-14, 24-25] ad esempio, che cavità e microcricche si formano a ridosso dei carburi di cromo come pure che la matrice impoverita di cromo in seguito a precipitazione di carburi si è rivelata suscettibile a corrosione e carburizzazione.
Studi mirati sull’evoluzione microstrutturale sono stati effettuati su campioni metallici invecchiati artificialmente ed esaminati mediante microscopia (ottica ed elettronica), analisi chimiche e diffrazione di raggi X, per ottenere una completa caratterizzazione della microstruttura dopo esercizio [18]. Pur essendo dei modelli semplificati, misure di questo tipo hanno permesso di delineare con ragionevoli approssimazioni i vari fenomeni di invecchiamento e degrado microstrutturale a cui possono andare incontro questi acciai, ovvero la precipitazione di carburi secondari di cromo, l’ingrossamento delle seconde fasi preesistenti dovuto a ulteriore precipitazione di carburi metallici e la precipitazione di nuove fasi contenenti silicio (G-phase, composto intermetallico a base di nichel, niobio e silicio) a spese del carburo di niobio [12-14]. E’ stato delineato [18] un quadro di evoluzione della microstruttura in cui il ruolo principale è rivestito dalla temperatura a cui viene sottoposto il materiale, mentre il tempo di esercizio risulta meno influente. Per temperature di parete inferiori a 600°C (stadio I) non si assiste ad una apprezzabile alterazione della morfologia dei carburi. Fra 600°C e 700°C (stadio II) i carburi primari (interdendritici) si aggregano e si ha una precipitazione di carburi secondari (di forma sferica o aghiforme) all’interno del grano. Nell’intervallo 700-800°C (stadio III) l’evoluzione si fa assai più accentuata: si registra infatti un massiccio ingrossamento dello scheletro di carburi primari, accompagnato dalla trasformazione del carburo di Nb in G-phase, mentre prosegue la precipitazione dei carburi secondari, i quali tuttavia rimangono di piccole dimensioni e finemente dispersi all’interno del grano. Fra 800°C e 900°C (stadio IV) la morfologia dei carburi primari non varia rispetto allo stadio precedente, mentre i carburi secondari si aggregano tra loro diminuendo di numero, ma aumentando di dimensioni. Questo trend diviene ancora più accentuato (stadio V) salendo tra 900 °C e 1000°C, mentre sopra i 1000°C (stadio VI) i carburi secondari scompaiono disciogliendosi nella matrice e la G-phase subisce la trasformazione inversa, decomponendosi in carburo di Nb e restituendo Ni e Si alla matrice, cosicché la microstruttura torna a somigliare a quella di origine.
In figura 4 sono riportate alcune micrografie eseguite, presso il laboratorio V del DIT in occasione di studi di ricerca e failure analysis, su sezioni radiali di tubi catalitici eserciti e non, in cui si evidenziano i vari stadi di evoluzione della microstruttura del materiale.

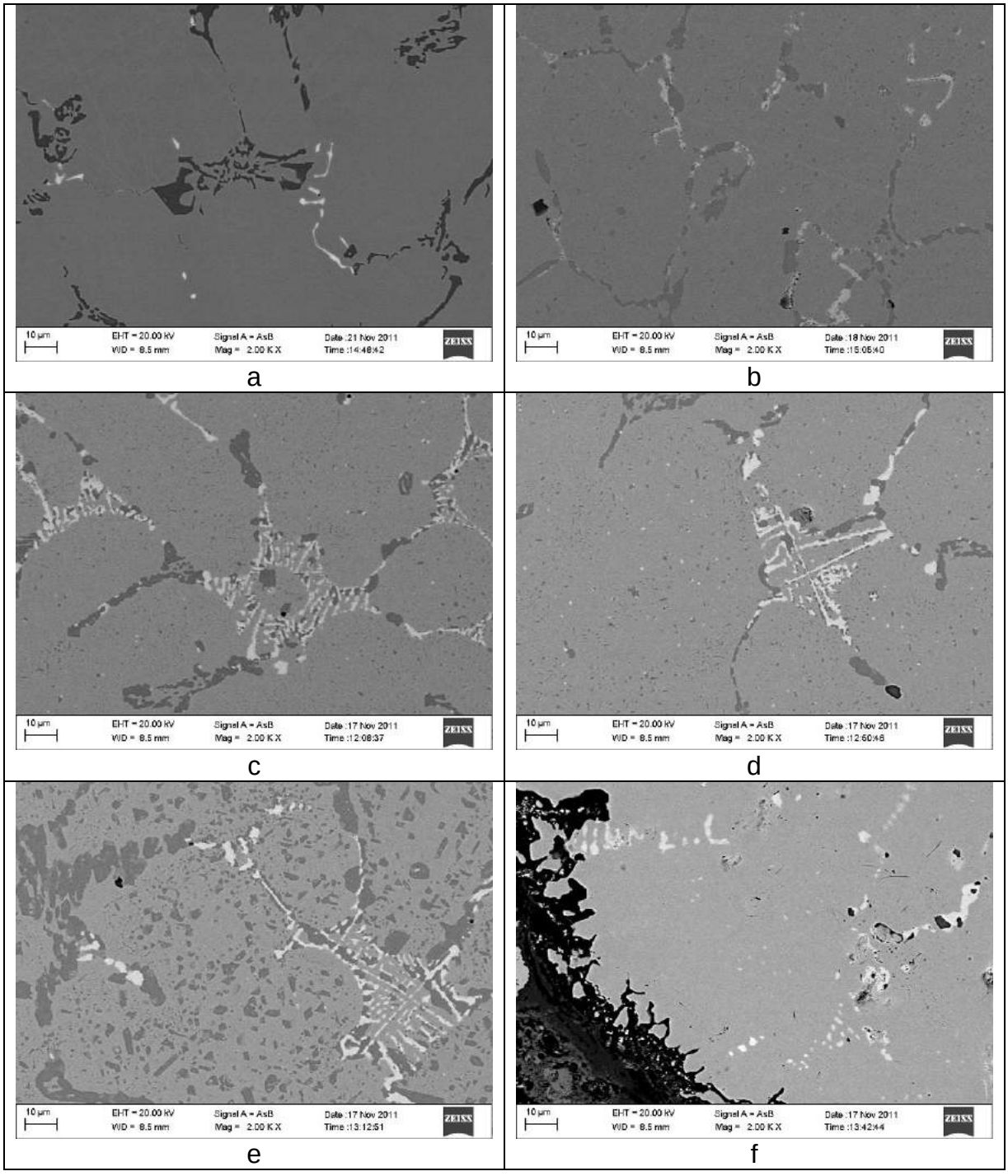


Figura 4. L'evoluzione della microstruttura in alcuni campioni di acciai HP provenienti da tubi catalitici: (a) stadio I; (b) stadio II (c) stadio III; (d) stadio III-IV; (e) stadio V; (f) stadio VI. Sezioni radiali, micrografie SEM su provini as polished

É opportuno far notare come alcune micrografie (figura 4 d-f), oltre a mostrare un notevole invecchiamento microstrutturale, presentino anche inequivocabili segni di danno da creep, corroborando la tesi secondo cui l'evoluzione della microstruttura contribuisce indirettamente anche all'insorgenza o all'aggravamento di altre forme di danno.
Dal punto di vista diagnostico, il modo migliore per monitorare l'evoluzione della microstruttura non può limitarsi al prelievo di repliche poiché sarebbe rappresentativo solo della parte più esterna dei componenti. Si rende invece necessaria la rimozione di una

tubazione campione da sottoporre ad accurato esame, campionando a più altezze e ricostruendo così il profilo termico del componente nella sua interezza, in modo da individuare le zone maggiormente interessate dal fenomeno, ossia quelle in cui l'invecchiamento ha portato a variazioni notevoli della composizione della matrice, soprattutto a carico del Cr.

4. Valutazione del danno da carburizzazione

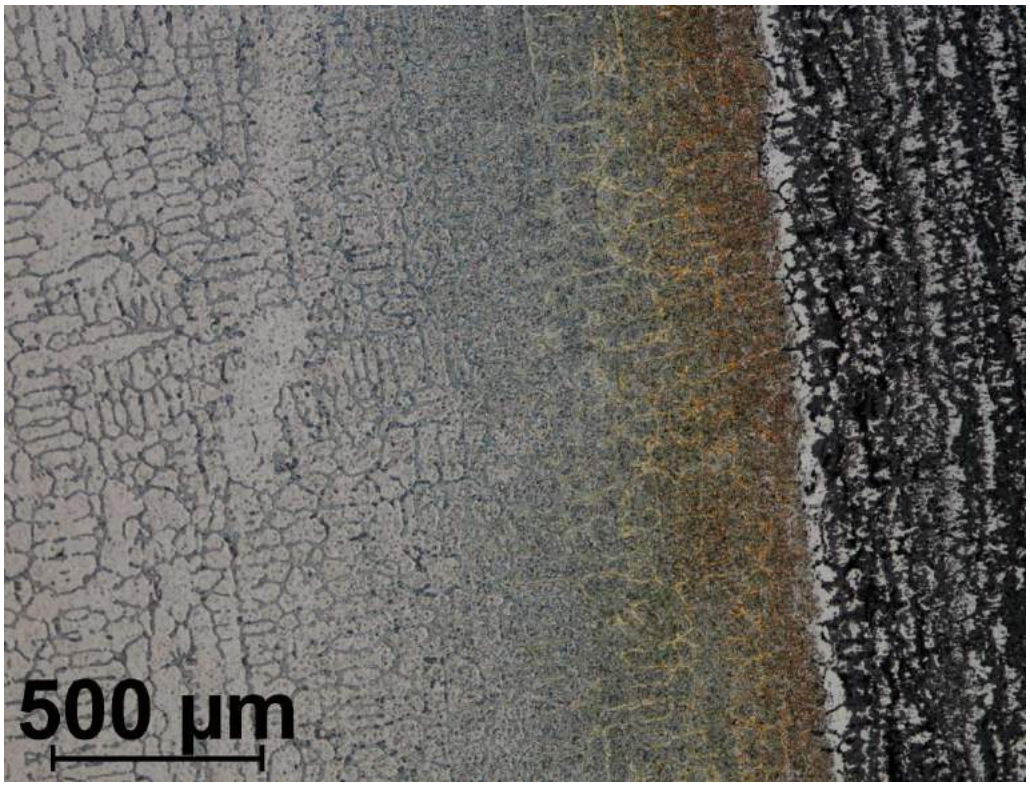
I processi di steam reforming prevedono l'impiego di miscele di vapore e idrocarburi a vario peso molecolare che vengono fatti fluire all'interno dei tubi catalitici in presenza di catalizzatori. Durante il processo è possibile avere un deposito di carbonio (coking) sulla superficie interna dei tubi (figura 5); ciò può accadere in seguito a piccole oscillazioni rispetto alle esatte concentrazioni dei reagenti o in seguito ad avvelenamento del catalizzatore [26-27]. La presenza di depositi di coke sulla superficie interna influisce negativamente sulle prestazioni del tubo in quanto comporta la disattivazione del catalizzatore, causa una riduzione dello scambio termico tra metallo e fluido di processo e quindi riduce le rese, fa innalzare la temperatura di pelle dei tubi causando locali surriscaldamenti ed infine favorisce la penetrazione del carbonio nella matrice metallica, ove tale elemento si combina con gli elementi di lega (soprattutto Cr), causando massiccia precipitazione (si parla di carburizzazione del materiale) impoverendo la matrice stessa e rendendola estremamente vulnerabile ad attacchi corrosivi ed al creep.



Figura 5. Tubi catalitici interessati da depositi di coke sulla superficie interna, esaminati presso il DIT - Laboratorio V

Per monitorare questa forma di danno la metodica più affidabile è ancora una volta l'analisi metallografica di sezioni radiali, cui può essere affiancata una misura della frazione volumetrica di materiale danneggiato. L'esame comporta l'asportazione di un tubo ed il campionamento accurato di sezioni radiali lungo tutta la lunghezza del tubo stesso.
Alcuni autori hanno proposto una classificazione del danno in base a densità e dimensioni dei precipitati [15]. Partendo dal grado A, ossia da un materiale non carburizzato, vengono descritti tre livelli di danno crescente: carburizzazione moderata (livello B) in cui si nota una leggera coalescenza dei carburi primari e un gradiente dimensionale che aumenta lievemente man mano che ci si avvicina alla superficie interna; carburizzazione intensa

(livello C) in cui oltre all'ingrossamento dei carburi si nota un cambiamento della stessa morfologia dei carburi primari presso la superficie interna, oltre ad una evidente precipitazione di carburi secondari; carburizzazione estrema (livello D) in cui la precipitazione è massiccia e si estende lungo tutto lo spessore del tubo, la microstruttura presso la superficie interna cambia totalmente rispetto al resto del materiale, prendendo l'aspetto di un sistema bifasico in cui la matrice impoverita di Cr costituisce una delle fasi, mentre l'altra è rappresentata dall'insieme dei carburi enormemente ingrossati ed aggregati tra loro.
In figura 6 è riportata una panoramica a bassi ingrandimenti della sezione radiale di un tubo che ha sofferto un danno notevole da carburizzazione [13]: a sinistra (lato bulk) la microstruttura è ancora riconoscibile, con la matrice austenitica solcata da numerosi e grossi precipitati interdendritici e punteggiata da carburi secondari. Avvicinandosi alla superficie interna (a destra nella micrografia) i precipitati si fanno sempre più grossolani e la matrice tende a scomparire fino a quando, presso la superficie interna (estrema destra), il materiale cambia radicalmente microstruttura e si presenta come un sistema bifasico in cui abbondano cricche e fessurazioni. Secondo il criterio descritto in [15] si può parlare di carburizzazione estrema (livello D).
La figura 7 riporta un secondo esempio di materiale carburizzato, col danno che parte sempre dalla superficie interna e penetra nel materiale sotto forma di cricche e cavità sviluppatesi lungo le catene di carburi. Sono evidenti gli effetti della precipitazione del cromo sulla resistenza a corrosione della matrice e sulla formazione di cavità e cricche che penetrano nel materiale. In particolare, sono degne di nota le formazioni di precipitati aghiformi (carburi secondari di cromo) che abbondano nelle aree danneggiate, mentre sono assenti altrove. Il danno su questo tubo non è distribuito uniformemente lungo la circonferenza interna, ma è localizzato in alcune zone, dove penetra a fondo nel materiale, mentre in altre è del tutto assente [28].



a

Figura 6. Carburizzazione su acciaio HP di un tubo catalitico: sezione radiale, micrografia LOM eseguita presso DIT-Laboratorio V, su provino attaccato con reagente di Groesbeck [13]

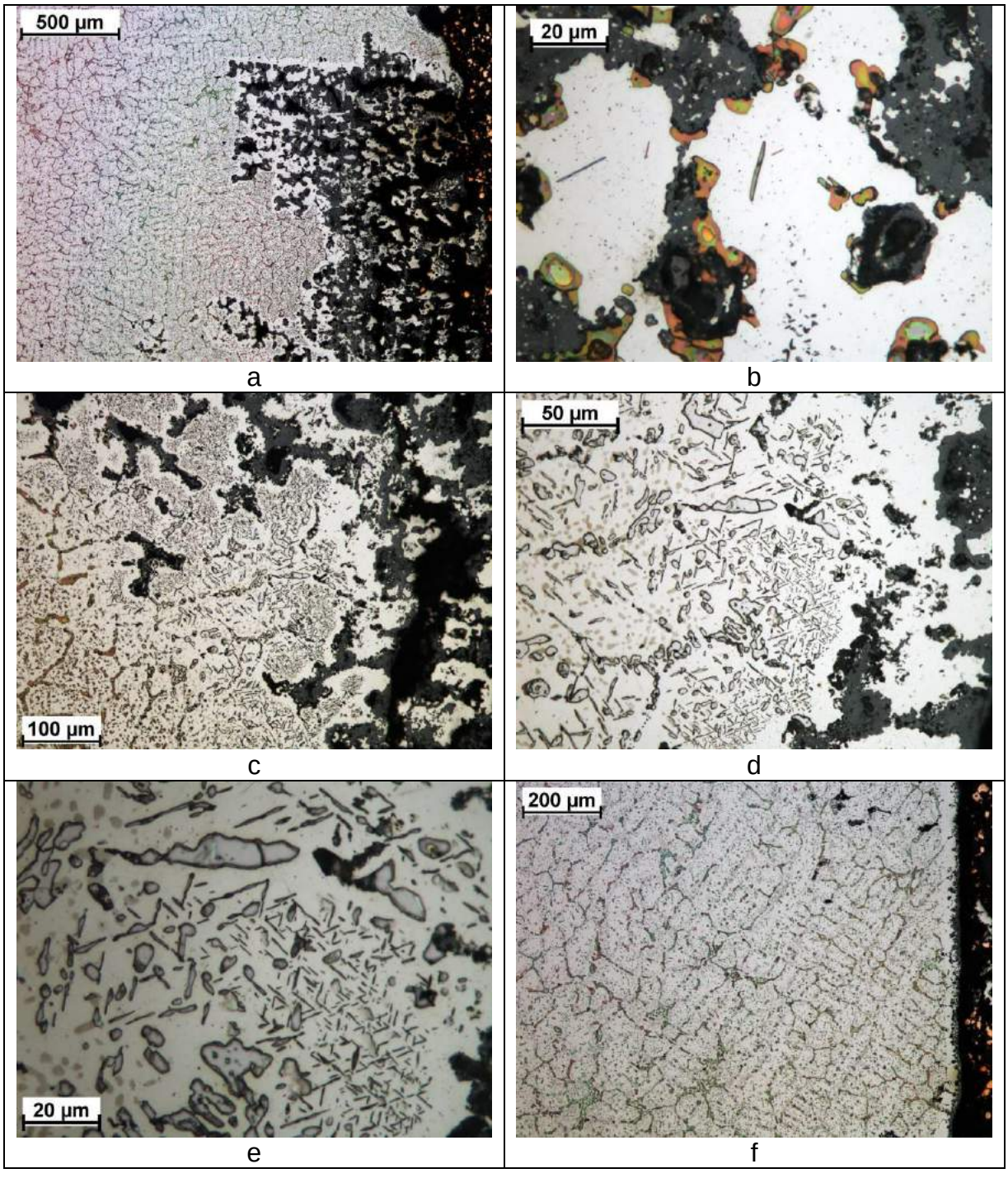


Figura 7. Carburizzazione su tubo catalitico in acciaio HP: (a) panoramica dal lato superficie interna (a destra); (b) carburizzazione avanzata sulla superficie interna; (c) (d) dettagli dei precipitati e del danno che penetra nella matrice; (e) carburi secondari aghiformi nelle zone maggiormente colpite; (f) superficie interna in una zona non danneggiata dello stesso tubo.
Micrografie LOM di sezioni radiali eseguite presso il DIT - Laboratorio V;
provini attaccati con reagente di Groesbeck [28].

Misure di durezza possono fungere da ulteriore criterio di valutazione del danno da carburizzazione, in quanto la massiccia precipitazione di carburi impartisce al materiale un sensibile aumento della durezza [13].

Una interessante metodologia alternativa di indagine prevede l'impiego di tecniche basate sul magnetismo, in quanto è stato osservato che l'impoverimento di cromo della matrice porta a modifiche sostanziali delle sue proprietà magnetiche: gli acciai HP sono notoriamente paramagnetici, ma la carburizzazione ne impoverisce di cromo la matrice alterandone la permeabilità magnetica e trasformandoli in materiali ferromagnetici [13,15]. È possibile dunque effettuare misure di densità di flusso magnetico con sensori magnetoresistivi per valutare la presenza e l'avanzamento di fenomeni di carburizzazione.

5. Conclusioni

Le maggiori criticità che possono interessare i componenti degli impianti di steam reforming (ed in particolare i tubi catalitici) sono essenzialmente lo scorrimento viscoso, l'invecchiamento del materiale e la carburizzazione. Si tratta di fenomeni di degrado che possono insorgere sia indipendentemente l'uno dall'altro, sia contemporaneamente. Non è raro che una singola forma di danno favorisca l'attacco di altre tipologie: chiaro esempio è l'invecchiamento dei materiali, che negli acciai grado HK e HP promuove il danno da creep attraverso la precipitazione di seconde fasi (carburi di Cr, più raramente G-phase) che fungono da centri di nucleazione delle cavità. La carburizzazione, forma di danno di per sé già grave, esacerba anche il danno da creep e promuove inoltre la corrosione, dato che impoverisce la matrice di cromo e distrugge il film protettivo di ossido.
La metodica della replicazione, prova non distruttiva di uso ben consolidato per acciai basso legati eserciti in regime di creep, non può essere purtroppo applicata ai componenti di fornaci di steam reforming, poiché i materiali di cui sono fatti iniziano a mostrare segni di danneggiamento sulla superficie esterna (l'unica raggiungibile da un operatore per il prelievo di repliche morfologico-cavitazionali o estrattive) soltanto quando ormai il componente è giunto a fine vita, se non si è rotto già prima.
Risulta dunque necessario monitorare l'efficienza dei componenti in modo tale da impedire che si verifichino rotture e guasti causati dal degrado dei materiali. Per quanto riguarda i tubi catalitici, sono state riportate in questa memoria alcune delle metodologie diagnostiche più utilizzate per l'esame del danno da scorrimento viscoso, invecchiamento del materiale e carburizzazione.
L'esame metallografico garantisce affidabilità e riproducibilità, ma presuppone purtroppo un approccio distruttivo, poiché richiede di sacrificare almeno un tubo su cui operare le varie analisi. Risulta di fondamentale importanza il campionamento, che deve essere quanto più accurato e rappresentativo del componente nella sua interezza ed in tutto il suo sviluppo dimensionale. Non è raro che le forme più pericolose di danno limitino infatti la propria presenza a porzioni ristrette di materiale, di solito quelle più sollecitate fisicamente o soggette a surriscaldamento, che dovranno quindi essere esaminate con la dovuta attenzione.
Oltre all'esame metallografico, l'approccio distruttivo consente di effettuare altre misure utili a stabilire le condizioni di integrità dei componenti: uno di essi è l'esame della durezza, indicato per evidenziare eventuali focolai di carburizzazione. E' inoltre possibile sottoporre il tubo sacrificato ad un esame con i liquidi penetranti al fine di effettuare una mappatura totale del componente ed individuare le aree maggiormente danneggiate.
Le indicazioni fornite dall'esame del componente sacrificato potranno quindi essere utilizzate per migliorare le prestazioni dei componenti suoi omologhi presenti nell'impianto, adottando se necessario, le opportune strategie di prevenzione o limitazione del danno.
Qualora non fosse possibile utilizzare un approccio distruttivo, i tubi catalitici possono essere monitorati per valutare il danno da creep solitamente mediante correnti indotte od ultrasuoni, per individuare eventuali cricche oppure misurando l'ovalizzazione dei tubi mediante lettura in continuo a mezzo laser del diametro interno.

6. Bibliografia

[1] ASM Handbook N° 9 “Metallography and Microstructures” 2004 ASM International

[2] Schillmoller CM. Solving high temperature problems in oil refineries and petrochemical plants. *Chemical Engineering*. 1986;93:83-87.

[3] Schillmoller CM, Van Der Bruck UW. Furnace alloys update. *Hydrocarbon Proc*. 1984;63:55-59.

[4] Parks SB, Schillmoller CM. Use alloys to improve ethylene production, *Hydrocarbon Proc*. 1996;75:53-60.

[5] De Almeida LH, Ribeiro AF, Le May I. Microstructural characterization of modified 25Cr-35Ni centrifugally cast steel furnace tubes. *Mater. Charact.* 2003;49:219-229.

[6] Barbabela GD, De Almeida LH, Da Silveira TL, Le May I. Role of Nb in modifying the microstructure of heat-resistant cast HP steel. *Mater. char.* 1991;26:193-197.

[7] De Almeida Soares GD, De Almeida LH, Da Silveira TL, Le May I. Niobium addition in HP heat resistant cast stainless steels. *Mater. Charact.* 1992;29:387-396.

[8] Ibañez RAP, De Almeida Soares GD, De Almeida LH, Le May I. Effects of Si content on the microstructure of modified-HP austenitic steels. *Mater. Charact.* 1993;30:243-249.

[9] Hendrix DE. Cast tube alloy performance in an ethylene pyrolisis test heater. *Mater. Perform.* 1999;38:66-71.

[10] Swaminathan J, Guguloth K, Gunjan M, Roy P, Ghosh R. Failure analysisand remaining life assessment of service exposed primary reformer heater tubes. *Eng. Fail. Anal*. 2008;15:311-331.

[11] Voicu R, Andrieu E, Poquillon D, Furtado J, Lacaze J. Microstructure evolution of HP40-Nb alloys during aging under air at 1000 °C. *Mater. Charact.* 2009;60:1020-1027.

[12] Ribeiro AF, Tavares Borges RM, De Almeida LH. Phase transformation in heat resistant steels observed by Stem. (NbTi)C – NiNbSi (G-Phase). *Acta Microscopica* 2002;11:59-63.

[13] Alvino A, Lega D, Giacobbe F, Mazzocchi V, Rinaldi A. Damage characterization in two reformer heater tubes after nearly 10 years of service at different operative and maintenance conditions. *Eng. Fail. Anal.* 2010;17:1526-1541.

[14] Alvino A, Ramires D, Tonti A, Lega D. Influence of chemical composition on microstructure and phase evolution of two HP heat resistant stainless steels after long term plant-service aging. *Mater. High Temp.* 2014;31: 2-11.

[15] Da Silva IC, Da Silva RS, Rebello JMA, Bruno AC, Silveira TF. Characterization of carburization of HP steels by non destructive magnetic testing. *NDT&E International.* 2006;39:569-577.

[16] Neubauer B, Wedel V. Restlife estimation of creeping components by means of replicas. In *ASME International Conference on Advences in Life Prediction Methods*, eds D.A. Woodford & J.R. Whitehead, ASME, New York, 1983, p. 353-356.

[17] Linea Guida Ispesl S.6 LG V1, Linea guida raccomandata per la valutazione della vita residua di componenti esercìti in regime di scorrimento viscoso.

[18] Le May I, Da Silveira TL, Vianna CH. Criteria for the evaluation of damage and remaining life in reformer furnace tubes. *Int. J. Pres. Ves. & Piping.* 1996;66:233-241.

[19] Gommans RJ. Life Assessment and Inspection Techniques in Reformer Furnaces. 6th Schmidt + Clemens Group Symposium, Bali, 2002.

[20] Mateša B, Bodenberger R, Sachs BP, Pecić V. Non-destructive testing in predicting of processing furnace remaining life. *NDT for Safety* 2007, 7-9 November, Prague (CZ)

[21] Jaske CE, Simonen FA, Roach DB. Predict reformer furnace tube life. *Hydrocarbon Proc*. 1983, January, p. 63-66.

[22] Gommans RJ, Schelling JA, Kamphuis G, Bakker P, Brear J, Church M. Life assessment of steam reformer cathalyst tubes – diameter decrease is not negative creep!. 46th AIChE Symposium "Ammonia Plant Safety", Montreal, 2002.

[23] Shibasaki T, Mohri T, Takemura K. Remaining tube life assessment by dimensional check. AIChE Symposium "Ammonia Plant Safety", 1999.

[24] Gong JM, Tu ST, Yoon KB. Damage assessment and maintenance strategy of hydrogen reformer furnace tubes. *Eng. Fail. Anal.* 1999;6(3):143-153.

[25] Liu CJ, Chen Y. Variation of the microstructure and mechanical properties of HP 40 Nb hydrogen reformer tube with time at elevated temperature. *Mater. Design* 2011;32:2507-2512.

[26] Ruthardt K, Radtke KR, Larsen J. Hydrogen trends. *Hydrocarbon Eng*. 2005;November.

[27] De Silveira TL, Le May I. Reformer furnaces: materials, damage mechanisms, and assessment. *The Arabian Journal for Science and Engineering* 31. 2006;31:99-119.

[28] Alvino A, Antonini A, Lega D, Mennuti C, Tonti A. Damage characterization of heat resistant steels after long service in reforming plants. ASME 2016 Pressure Vessels and Piping Conference, Vancouver, British Columbia, Canada 17-21 luglio 2016.

Analisi sperimentale dell'invecchiamento di un serbatoio ad aria compressa

A. M. Rendola*, A. Esposito*, F. Ricci*

*Università degli Studi di Napoli Federico II - Dipartimento di Ingegneria Industriale

Sommario

Il lavoro riguarda l'analisi dell'invecchiamento di un serbatoio ad aria compressa installato nel Laboratorio Alte Velocità del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Napoli Federico II. Il serbatoio ha un volume di 4,5 (m^3) e può essere caricato fino alla pressione di 3 (MPa). Considerato il lungo intervallo di tempo in esercizio (oltre 50 anni), si è ritenuto importante affiancare la verifica periodica di legge con un certo numero di analisi aggiuntive per garantire l'operatività in sicurezza del sistema. Le analisi aggiuntive sono consistite in controlli magnetoscopici, spessimetrici ed endoscopici. Inoltre sono state eseguite ulteriori verifiche sperimentali equipaggiando il serbatoio con alcuni estensimetri elettrici per la misura delle deformazioni nelle fasi di carico (pressurizzazione) e svuotamento del serbatoio; i dati sperimentali acquisiti sono stati confrontati con quelli ottenuti da un modello numerico ad elementi finiti. Globalmente le analisi eseguite hanno evidenziato che il serbatoio è ancora in buono stato di conservazione e che può essere utilizzato in condizioni di sicurezza.

1. Introduzione

L'operato svolto all'interno dell'Laboratorio di Aerodinamica delle Alte Velocità dell'Università di Napoli Federico II concerne l'attività di analisi dell'invecchiamento di un serbatoio ad aria compressa di 4.5 m^3 acquistato nel 1962 e collaudato nel 1963. Da allora il serbatoio è stato tenuto in esercizio fino ad oggi per diversi scopi: tesi di laurea ed esercitazioni di Gasdinamica e Aerodinamica, alimentazione di una piccola galleria supersonica con camera di prova da 4x8 (*cm)* e numero di Mach variabile da 1.6 a 2.9, alimentazione di un bruciatore aria–metano, alimentazione di una lancia di soffiaggio ossigeno, prove di formazione del ghiaccio su piccoli modelli. Lo scopo è quello di valutare l'effettivo stato di conservazione dell'attrezzatura. L'analisi è stata sviluppata mediante controllo spessimetrico, controllo magnetoscopico sulle saldature, esame visivo interno con l'ausilio di videocamera, fotocamera digitale, endoscopio. Il lavoro è stato concluso mediante prove sperimentali per l'analisi statica del serbatoio sottoposto a compressione fino ad un massimo 2.4 MPa (24 bar) e una verifica di resistenza mediante il criterio di Hencky Von Mises alla pressione di prova di 24 MPa per il fasciame. Sulla base del lavoro esposto, sono state tratte le conclusioni.

2. Descrizione del serbatoio ad aria compressa

Le condizioni di esercizio del serbatoio sono le seguenti:

- Pressione di progetto 3 MPa;
- Pressione di prova idraulica 4 MPa;
- Temperatura di esercizio: ambiente;
- Efficienza delle saldature 0.7.



Figura 1. Vista complessiva del serbatoio

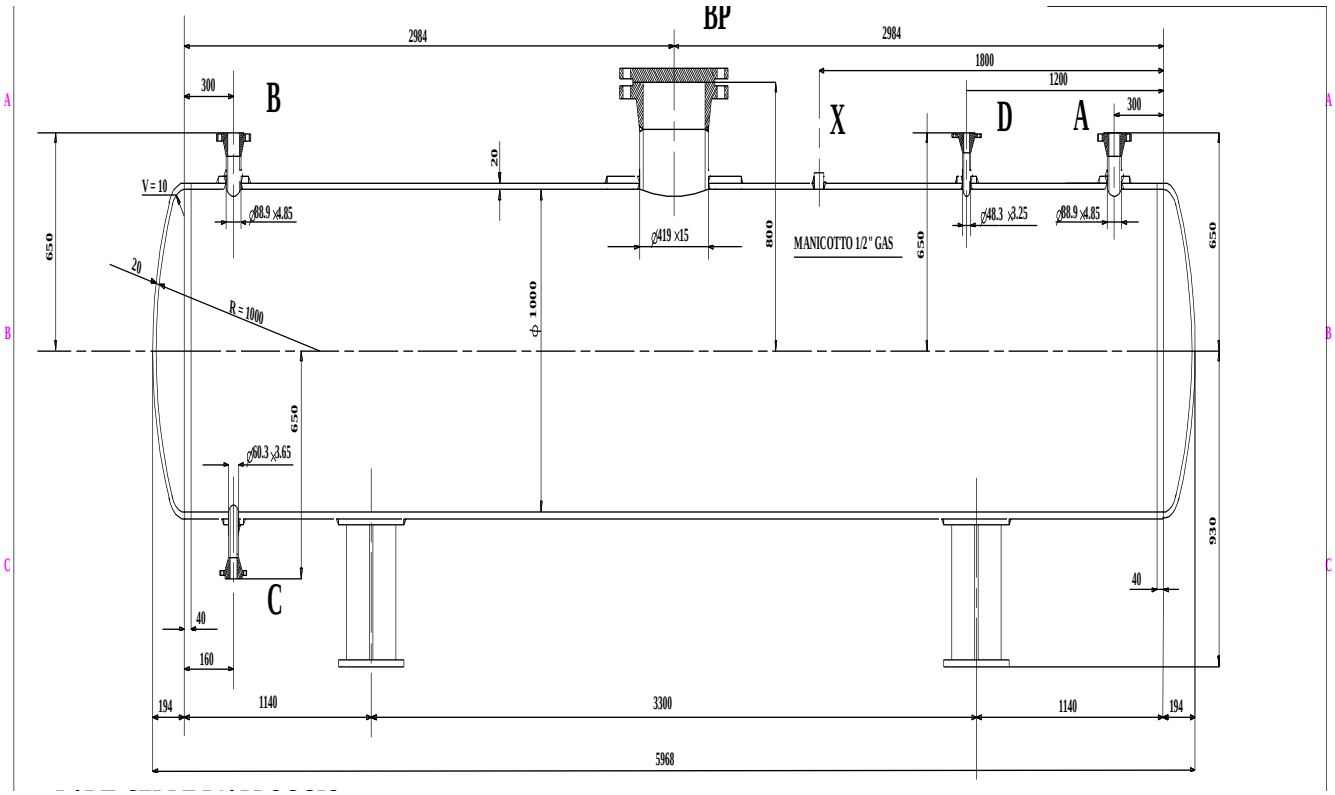


Figura 1B. Dettagli dimensionali del serbatoio

Il fasciame o mantello cilindrico è in acciaio Aq42 fornito dall'Industria Falck. Esso è costituito da tre parti cilindriche, due delle quali (gli estremi saldati ai fondi) presentano lunghezza 1.097 m, e l'altro, quello centrale, lunghezza 894 mm. Il diametro di 1 m e lo spessore di 20 mm, è lo stesso per tutte e tre le parti. Le caratteristiche meccaniche del fasciame sono:

- Tensione di rottura 428.5 MPa;
- Tensione di snervamento 305 MPa;
- Allungamento a rottura 36 %;

I due fondi, anch'essi in acciaio Aq42 e forniti dalla Falck, presentano forma torosferica con spessore di 20 mm, raggio 1 m e raggio del raccordo torico di 100 mm. I fondi presentano una tensione di rottura di 451 MPa, una tensione di snervamento di 320.7 MPa e allungamento a rottura 33 %. La lunghezza totale del serbatoio è dunque 5.968 m.
Il boccaporto (figura 2), realizzato dalla Breda, presenta un diametro di 418 mm ed è utilizzato per permettere l'ispezione interna allo scopo di individuare, se presenti, punti di ruggine, corrosione, crepe, lacerazioni o deformazioni plastiche. Il boccaporto presenta una tensione a rottura pari a 444 MPa, una tensione di snervamento 320.7 MPa e allungamento a rottura 33 %. Sul boccaporto è disposto un coperchio, anch'esso realizzato dalla Breda, avente tensione di rottura 540 MPa, tensione di snervamento 305 MPa e allungamento a rottura 23.7 %. Il boccaporto e il coperchio sono separati da una guarnizione in gomma e collegati tra loro mediante bulloni.
Il serbatoio è caricato di aria compressa tramite un gruppo di due compressori alternativi (figura 3) della Parise Compressori di Vicenza, modello PAB52/10AP-30, numero di matricola 10768/5, anno di costruzione 2009. Eroga (chi il sistema di compressori?)una potenza di 5.5 kW raggiungendo una pressione massima di 3 MPa (non si capisce bene questa ultima parte).

3. I controlli

3.1 Esame visivo del serbatoio

L'esame visivo esterno, effettuato seguendo la Linea Guida INAIL edizione 2012, non ha evidenziato alcuna criticità.

L'esame visivo interno del serbatoio si è rilevato di notevole importanza per verificare lo stato di conservazione del sistema. La prova è stata effettuata mediante l'utilizzo di tre strumenti:

- una videocamera digitale SONY HDR – SX34E, avente memoria interna di 4GB, sensore CCD da 800.000 pixel, obiettivo Zeiss con zoom ottico 60x, display LCD da 2,7 pollici e risoluzione 230,400 pixel;
- una fotocamera digitale CANON POWERSHOT A480 con sensore da 10 megapixel di risoluzione, schermo da 2,5 pollici con risoluzione 115,000 pixel e zoom ottico 3,3x;
- una telecamera endoscopica con messa a fuoco manuale, 0,3 – 2 megapixel, zoom 200x, sensore CMOS, sorgente luminosa (regolabile) formata da quattro luci LED.

Per consentire l'esame si è provveduto all'apertura dei bocchelli superiori e di quello inferiore e della valvola di scarico (figura 1). Il diametro dei bocchelli e la loro lunghezza hanno costituito un serio impedimento per l'utilizzo diretto della videocamera. Per inserire quest'ultima all'interno del serbatoio si è, quindi, utilizzata una barra metallica come

prolunga. Inoltre, data la scarsa luminosità, attraverso i bocchelli, sono state inserite delle lampade a bassa tensione. Alla visione il fondo del serbatoio appariva come nelle figure 2 e 3.



Figura 2

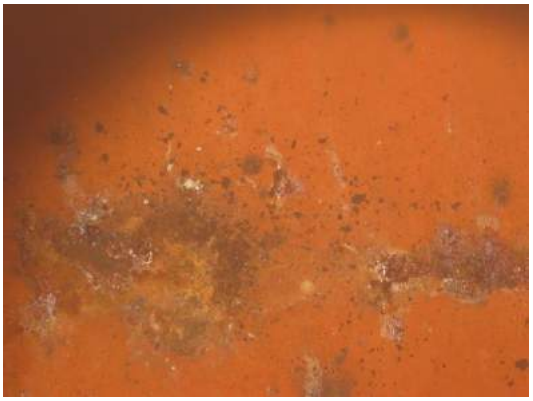


Figura 3

Indagini visive all'interno del serbatoio

Nella figura 4 si ha invece un'immagine globale dell'interno del serbatoio. Come si osserva, sul fondo è presente uno strato di materiale melmoso, probabilmente causato dalla condensa residua della compressione. Le figure 5 e 6, invece, sono state catturate mediante la telecamera endoscopica e sono concentrate sulle condizioni delle saldature. Dalle immagini seguenti è possibile osservare la presenza di modesti segni di ruggine.



Figura 4



Figura 5



Figura 6

Indagini visive all'interno del serbatoio

3.2 Controllo spessimetrico e verifica delle saldature

Il controllo spessimetrico sul serbatoio è stato eseguito da un ente specializzato, in accordo alla norma tecnica UNI EN 14127. L'indagine è stata svolta mediante una misura di spessore con ultrasuoni su un reticolo di 600 x 600 distribuito sull'intera superficie del fasciame e dei fondi anteriore e posteriore. Il controllo è stato eseguito sulla superficie verniciata, il cui spessore è stato misurato di 0.1 mm. Aggiungiamo che negli anni il serbatoio è stato sottoposto a diversi trattamenti contro la corrosione, come ad esempio, proprio la verniciatura. Lo strumento di controllo utilizzato è uno spessimetro ad ultrasuoni MSC modello 15.511 con sonda doppia di diametro di 10 mm tarato su un blocco campione dello spessore di 20 mm in acciaio. Dalla relazione rilasciata dall'ente, si può constatare che l'esito delle prove, riferite esclusivamente ai campioni sottoposti a prova, è risultato positivo. Il primo controllo delle saldature, eseguito con esito positivo, si è avuto all'atto della data di collaudo del serbatoio, cioè il 4 marzo 1963. L'ente di cui sopra ha altresì provveduto al controllo magnetoscopico sulle saldature circonferenziali e longitudinali. Il controllo magnetoscopico è in accordo alla norma UNI EN 1290. L'apparecchiatura utilizzata è un SILVER YOKE, modello SY2, matricola 12026. Il metodo di magnetizzazione è quello con elettromagnete. Il serbatoio prima del controllo è stato sottoposto a spazzolatura. L'esito del controllo, eseguito sul 100 % delle saldature longitudinali e circonferenziali e a campione sulle selle, è risultato positivo. Dalla relazione rilasciata dall'ente si evince che non sono state evidenziate indicazioni rilevanti sulle saldature controllate.

4. Analisi statica e confronto teorico-sperimentale

4.1 Prova di carico

Le prove sperimentali, per l'analisi statica del serbatoio, sono state eseguite mediante l'operazione di compressione – decompressione del sistema. Il serbatoio, inizialmente scarico, è stato riempito in modo graduale con aria compressa fino ad una pressione di 24 bar, a velocità di carico pressoché costante. Raggiunto questo valore di pressione, si è aperta la valvola d'uscita. Gli strumenti utilizzati per l'acquisizione dei dati nel corso delle prove sperimentali sono i seguenti:

- sistema acquisizione dati National Instruments, modello SCXI – 1317;
- n°9 estensimetri uniassiali HBM, modello 6/120XY11 con valore resistenza 120Ω, Gauge Factor 2.02, sensibilità trasversale 0.6 %;
- software LabView per interazione tra il computer e l'utente per l'acquisizione e la presentazione dei dati misurati.

Gli estensimetri sul serbatoio sono posizionati come rappresentato nelle seguenti figure:

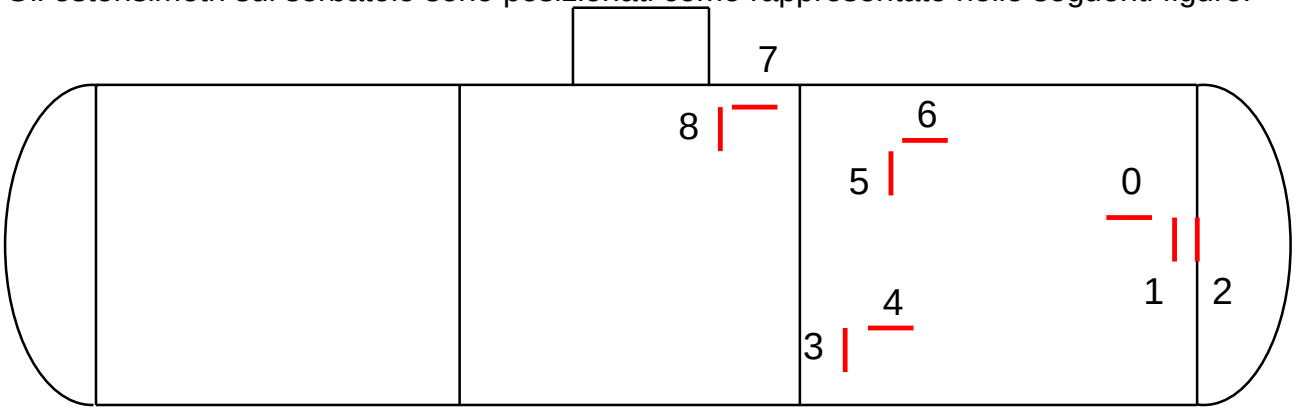


Figura 7. Disposizione degli estensimetri



Figura 8. Estensimetri 0, 1, 2

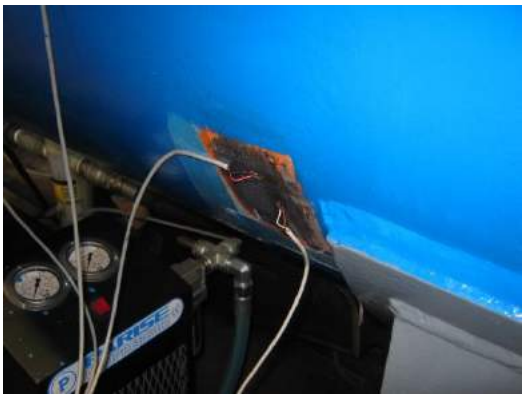


Figura 9. Estensimetri 3 e 4

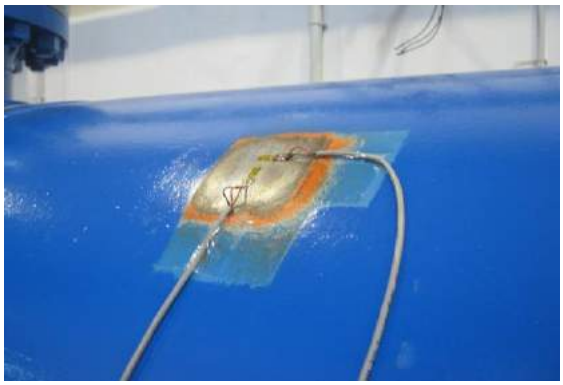


Figura 10. Estensimetri 5 e 6

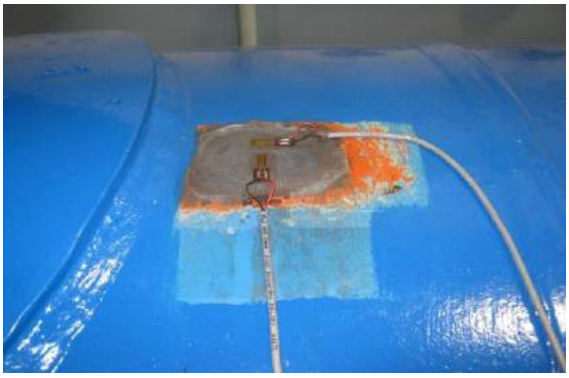


Figura 11. Estensimetri 7 e 8

Gli estensimetri 1, 2, 3, 5 e 8 misurano le deformazioni circonferenziali mentre gli estensimetri 0, 4, 6 e 7 misurano le deformazioni assiali.

Le prove di carico, come accennato, sono state eseguite pressurizzando il serbatoio con aria compressa fino a una pressione massima di 2.4 MPa. Tale valore è stato raggiunto gradualmente a step di carico crescenti come indicato in tabella 1.

	0.5 (MPa)		1 (MPa)		1.5 (MPa)		2 (MPa)		2.4 (MPa)	
Est.	ε *10^{-6}	σ(MPa)	ε *10^{-6}	σ(MPa)	ε *10^{-6}	σ(MPa)	ε *10^{-6}	σ(MPa)	ε *10^{-6}	σ(MPa)
E_0	45	9.45	84	17.64	111	23.31	156	32.76	201	42.21
E_1	46	9.66	89	18.69	118	24.78	167	35.07	208	43.68
E_2	32	6.72	55	11.55	72	15.12	103	21.63	128	26.88
E_3	30	6.3	47	9.87	63	13.23	83	17.43	114	23.94
E_4	77	16.17	131	27.51	182	38.22	244	51.24	324	68.04
E_5	51	10.71	97	20.37	132	27.72	188	39.48	246	51.7
E_6	19	4.01	28	6.07	35	7.14	46	9.66	68	14.28
E_7	61	12.81	103	21.63	143	30.03	197	41.37	247	51.87
E_8	32	6.72	66	13.86	87	18.27	126	26.46	156	32.76

Tabella 1

I valori sperimentali sono stati confrontati con quelli teorici. Per il calcolo delle σ teoriche, le formule utilizzate sono state quelle di Mariotte per la tensione circonferenziale

$$\sigma_c = \frac{p\,D}{2\,t} \qquad (1)$$

dove p è la pressione di prova, letta dal manometro (rappresenta il gradiente di pressione interno – esterno), t lo spessore e R il raggio.
Per la tensione assiale si ha:

$$\sigma_a = \frac{p\,D}{4\,t} \qquad (2)$$

Per il calcolo delle deformazioni teoriche sono state utilizzate le relazioni dirette di Navier:

$$\varepsilon_{circonferenziale} = \frac{1}{E}\left(\sigma_{circonferenziale} - \nu\,\sigma_{assiale}\right) \qquad (3)$$

$$\varepsilon_{assiale} = \frac{1}{E}\left(\sigma_{assiale} - \nu\,\sigma_{circonferenziale}\right) \qquad (4)$$

Nelle figure 12 e 13 sono rappresentati gli andamenti delle tensioni e deformazioni circonferenziali e assiali, confrontati con i valori teorici. Si tenga presente che i valori teorici si riferiscono al caso di cilindro infinito laddove, nel caso in esame, il cilindro risulta finito, con elementi saldati, presenza di aperture e vincoli alla base. Evidentemente queste caratteristiche rendono lo stato tensionale effettivo non immediatamente riconducibile a quello teorico. Tale circostanza è messa in evidenza nella Figura 14, dove si riporta il modello agli elementi con la distribuzione degli stressi Von Mises per una pressione interna pari a 3MPa rispetto ai 2.4 MPa raggiunti in prova. I risultati di tale modello saranno successivamente utilizzati per alcune considerazioni sulla fatica. Si vede come la distribuzione di stress non è uniforme e in particolare, con riferimento alle figure 1 e 7, la zona più prossima ad un funzionamento teorico in termini di stato tensionale è quella monitorata dagli estensimetri E0 ed E1, come anche rilevabile dai risultati del modello agli elementi finiti (Figura 14, nella zona tra l'appoggio e il fondo destro.

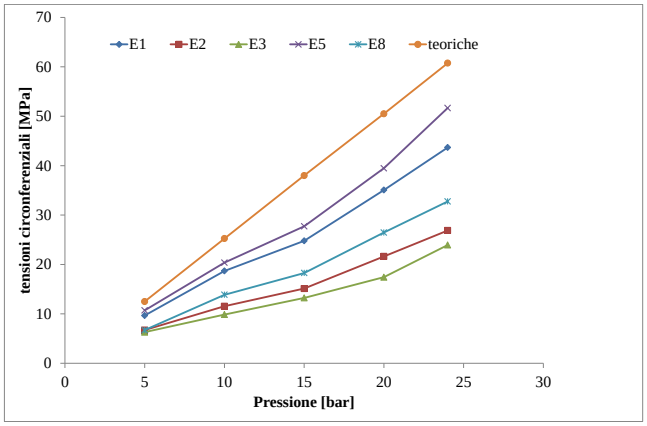


Figura 12. Andamento delle tensioni circonferenziali

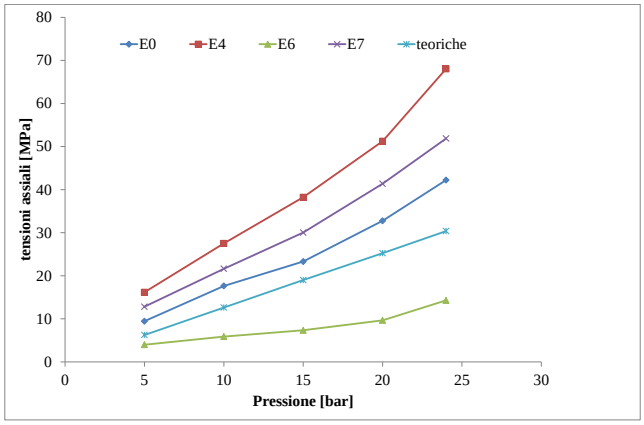


Figura 13. Andamento delle tensioni circonferenziali

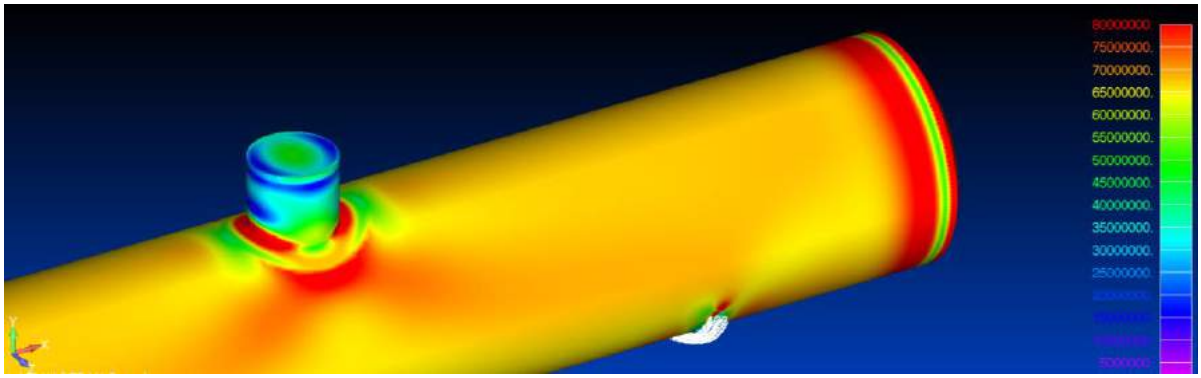


Figura 14. Modello agli elementi finiti del serbatoio con rappresentazione della distribuzione degli stress di Von Mises (in Pascal)

4.2 Prova di scarico

La prova di scarico consiste nell'aprire la valvola di scarico ed acquisire i dati ai valori di pressione desiderati. Nel nostro caso i valori misurati sono riferiti alle pressioni descrescenti 1.7 MPa, 1.5 MPa, 1 MPa, 0.7 MPa, 0.5 MPa e 0.2 MPa. Il processo di svuotamento è molto veloce, a differenza di quello di pressurizzazione che è molto lento (per giungere al valore di 2.4 MPa sono state necessarie circa 5 ore). Nella tabella 2 si riportano i valori acquisiti di deformazione e relative tensioni.

	0.2 (MPa)		0.7 (MPa)		1 (MPa)		1.5 (MPa)		1.7 (MPa)	
Est.	ε *10^{-6}	σ(MPa)	ε *10^{-6}	σ(MPa)	ε *10^{-6}	σ(MPa)	ε *10^{-6}	σ(MPa)	ε *10^{-6}	σ(MPa)
E_0	12	2.52	42	8.82	66	13.86	10.6	2.25	126	26.46
E_1	10	2.1	49	10.29	72	15.12	110	23.1	131	27.51
E_2	60	12.6	27	5.67	41	8.61	63	13.23	74	15.54
E_3	20	4.2	21	4.41	34	7.14	52	10.92	61	12.81
E_4	50	10.5	71	14.91	79	16.16	163	34.23	194	40.74
E_5	50	10.5	51	10.71	81	17.01	127	26.67	151	31.71
E_6	30	6.3	12	2.52	17	3.57	27	5.67	32	6.72
E_7	60	12.6	55	11.55	84	17.64	12.8	2.68	157	32.97
E_8	90	18.9	44	9.24	65	13.65	99	20.79	114	23.94

Tabella 2

5. Analisi della vita a fatica del serbatoio

Al fini della valutazione dell'invecchiamento del materiale del serbatoio, può essere opportuno cercare di valutare il numero di cicli di carico a cui è stato sottoposto durante la sua vita operativa. Considerando 50 anni come tempo di rifermento e che ogni anno siano stati eseguiti in media 200 cicli di carico/scarico, si ottiene un numero di cicli pari a 10.000. Il comportamento a fatica è stato valutato partendo da alcune indagini sperimentali effettuate in Alfa Romeo neli anni '70. Da tali indagini si è ricavato un valore sperimentale interessante: piastre in acciaio Aq42, costituente i fondi e il mantello del serbatoio, aventi spessore di 10 mm, sollecitate da un carico di trazione pulsante di ampiezza pari a 140 MPa, hanno evidenziato problemi di fatica dopo circa 2 milioni di cicli Dal modello agli elementi finiti realizzato e dalle misure sperimentali si è visto che tali valori di tensione non sono raggiunte in alcuna zona e pertanto il valore di 2 milioni di cicli risulta essere ampiamente lontano dai cicli di utilizzo del serbatoio, quandanche si volesse applicare uno scatter factor ampiamente conservativo pari a 10.

6. Conclusioni

L'esito della verifica di resistenza del fasciame e dei controlli mediante magnetoscopia e spessimetria, non ha riscontrato indicazioni su possibili danneggiamenti dell'attrezzatura. Le prove sperimentali hanno accertato che il serbatoio fino ad una pressione di 2.4 MPa mantiene un corretto funzionamento in tutti i suoi componenti. L'analisi ha dimostrato che, nelle fasi di carico e scarico le caratteristiche statiche mantengono un andamento lineare e al disotto dei valori per i quali si possono avere possibili deformazioni plastiche o cedimenti per fatica (vedi quanto detto prima). L'esame visivo interno ed esterno non ha evidenziato preoccupanti anomalie se non il deposito di materiale melmoso causato dai gas del compressore e conseguenti punti di ruggine di piccola entità. Il serbatoio inoltre, situato in ambiente chiuso dall'anno della sua costruzione, è stato sottoposto negli anni a verniciature e il suo utilizzo, in base alle notizie pervenute, è stato molto limitato. L'analisi eseguita, in conclusione, non ha riscontrato fenomeni per i quali è possibile ritenere l'attrezzatura in una fase di invecchiamento del materiale costituente tale da non consentirne più il suo utilizzo.

7. Bibliografia

[1] Brady GS, Clauser HR. Materials Handbook, McGraw-Hill Inc. (edizione italiana Tecniche Nuove), Milano, 1992

[2] Megyesy EF. Pressure Vessel Handbook, 10th edition, Pressure Vessel Publishing Inc., Tulsa, 1995

[3] Direttiva P.E.D. 97/23/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea del 29 maggio 1997 per il Ravvicinamento delle legislazioni degli stati membri in materia di attrezzature a pressione

[4] Palumbo N. Fondamenti teorici delle formule per il calcolo dei fasciami cilindrici nelle attrezzature a pressione. Confronto tra codici di progettazione, INAIL settore ricerca, certificazione e verifica, Dipartimento Territoriale di Brescia, 1999

[5] Verderame GM, Stella A, Cosenza E. Le proprietà meccaniche degli acciai impiegati nelle strutture in c.a. realizzate negli anni '60, X Congresso Nazionale "L'ingegneria sismica in Italia", Potenza - Matera, 9 – 13 settembre 2001

[6] Capone FP. Apparecchi a pressione, ISPESL, Napoli, 2006

[7] Schijve J. Fatigue of Structures and Materials, 2th edition, Springer, Delft, 2009

[8] Boyer H. Atlas of Fatigue Curves, American Society for Metals (ASM) International, Metals Parks, Ohio, 2010

[9] Verderame GM, Ricci P, Esposito M, Sansiviero FC. Le caratteristiche meccaniche degli acciai impiegati nelle strutture in cemento armato realizzate dal 1950 al 1980, Dipartimento di Ingegneria Strutturale, Università degli di Napoli "Federico II"

[10] Esame visivo e spessimetria. Procedura sperimentale di verifica delle attrezzature a pressione. Disegno di linee guida e strumenti operativi, INAIL settore ricerca, certificazione e verifica, 2012.

API RP 581: Teorema di Bayes e Indici di Affidabilità

R. Cozza*

*SARAS/SARTEC

Sommario

La norma API RBI è basata su due differenti metodi di analisi della probabilità estremamente interessanti ed eleganti: il teorema di Bayes e gli Indici di Affidabilità.
Nell'edizione 2000 e 2008 della norma questi due metodi erano nascosti e venivano applicati attraverso la tabella *"Thinning Damage Factor".*
In effetti, nell'edizione 2000 della norma questi metodi erano richiamati ed avendo un pò di dimestichezza sui metodi probabilistici era possibile recuperare il razionale su cui si basava la tabella *"Thinning Damage Factor".*
Nell'edizione 2016 questi metodi sono più espliciti e sono alla base della metodologia di calcolo per il *"Thinning Base Damage Factor".*
Nelle pagine seguenti si riportano alcune parti adattate della bibliografia citata, utili per la comprensione del Teorema di Bayes e gli Indici di Affidabilità: questi appunti vengono utilizzati dall'autore in occasione delle letture che tiene all'Università di Cagliari sulla metodica RBI.

1. RBI e il teorema di Bayes

"... we balance probabilities and choose the most likely. It is the scientific use of the imagination ... "
Sherlock Holmes, The Hound of the Baskervilles.
AC Doyle, 1901.

1.1 Introduzione

La regola di Bayes è un metodo rigoroso per interpretare le evidenze sulla base di conoscenza o esperienza precedenti.
La regola fu scoperta da Thomas Bayes (c. 1701-1761) e fu scoperta anche, in maniera indipendente, da Pierre-Simon Laplace (1749-1827).
Dopo più di due secoli di polemiche, durante i quali i metodi bayesiani sono stati sia lodati che messi alla gogna, la regola di Bayes è oggi riconosciuta come un potente strumento con una vasta gamma di applicazioni, tra cui: la genetica, la linguistica, l'elaborazione delle immagini, la cosmologia, l'apprendimento, l'epidemiologia, la psicologia, la scienza forense, il riconoscimento di oggetti umana, l'evoluzione, la percezione visiva, ecologia e anche il lavoro del detective Sherlock Holmes.
I metodi bayesiani sono stati applicati da Alan Turing per la codifica del codice Enigma durante la Seconda Guerra Mondiale.
In sostanza, la regola di Bayes fornisce un metodo per non ingannare noi stessi a credere ai nostri pregiudizi, perché rappresenta una base razionale per credere cose che sono probabilmente vere e per non credere a cose che sono probabilmente non vere.

1.2 L'RBI e il teorema di Bayes

L'RBI utilizza il teorema di Bayes per aggiornare la conoscenza a priori di un fenomeno di danneggiamento con le informazioni acquisite dall'attività ispettiva.

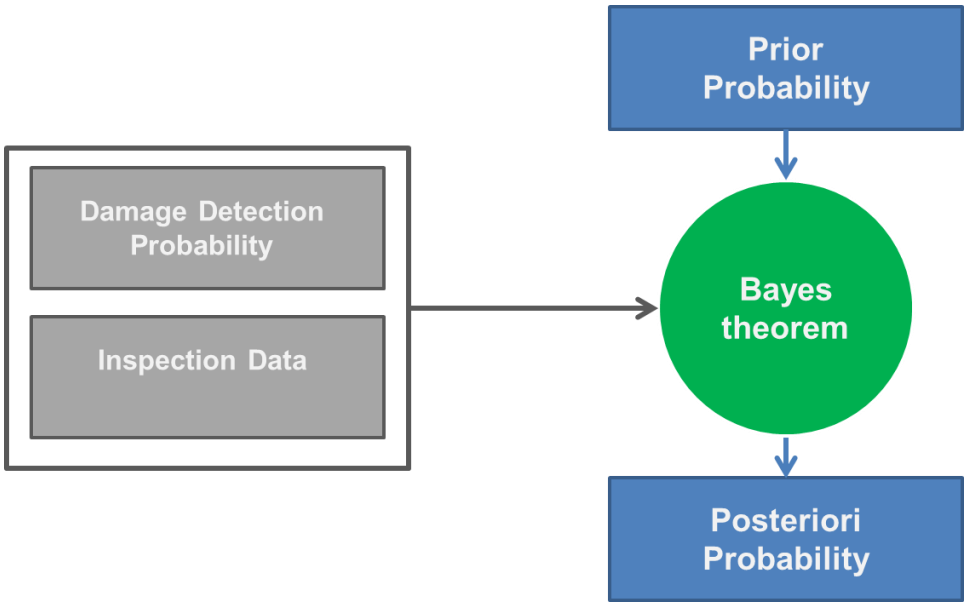


Figura 1

1.3 Stati di danneggiamento

Poiché risulta complesso trovare una modalità di rappresentazione continua della probabilità a priori del fenomeno di danneggiamento, l'RBI utilizza una versione discreta del teorema di Bayes.
Nell'RBI sono quindi definiti tre generici stati di danneggiamento.
Questi stati di danneggiamento sono nominati 1, 2 e 3 con gravità dello stato di danneggiamento crescente.

Damage State		***Range of actual damage state***
1	*The damage in the equipment is "no" worse than what is expected based on damage rate models or experience.*	*Predicted "rate" or less*
2	*The damage in the equipment is "somewhat" worse than anticipated. This level of damage is sometimes seen in similar equipment items.*	*Predicted "rate" to two times "rate"*
3	*The damage in the equipment is "considerably" worse than anticipated. This level of damage is rarely seen in similar equipment items, but has been observed on occasion industry wide.*	*Two to four times predicted "rate"*

Tabella 1

1.4 Efficacia Ispettiva

La probabilità di rilevamento (*probability of detection, POD)* di uno stato di danneggiamento coinvolge direttamente la nozione di efficacia ispettiva *(Inspection Effectivness).*
Probabilità di rilevamento ed efficacia ispettiva sono stati oggetto di diversi test ed analisi statistiche sviluppate da organismi quali Nordtest Europe, EPRI, Nippon steel e US Navy.
L'efficacia di rilevamento dipende dall'adeguatezza del metodo di controllo selezionato in riferimento al meccanismo di danno.
L'efficacia di rilevamento è la probabilità di rilevare correttamente lo stato effettivo.

Inspection Category	*Qualitative Inspection Effectivness Category*	*Description*
A	*Highly Effective*	*Highly Effective The inspection methods will correctly identify the true damage state in nearly every case (or 80–100% confidence).*
B	*Usually Effective*	*Usually Effective The inspection methods will correctly identify the true damage state most of the time (or 60–80% confidence).*
C	*Fairly Effective*	*Fairly Effective The inspection methods will correctly identify the true damage state about half of the time (or 40–60% confidence).*
D	*Poorly Effective*	*Poorly Effective The inspection methods will provide little information to correctly identify the true damage state (or 20–40% confidence).*
E	*Ineffective*	*The inspection method will provide no or almost no information that will correctly identify the true damage state and are considered ineffective for detecting the specific damage mechanism (less then 20% confidence)*

Tabella 2

1.5 Il teorema di Bayes

L'RBI utilizza il teorema di Bayes per aggiornare la conoscenza a priori di un fenomeno di danneggiamento con le informazioni acquisite dall' attività ispettiva.
Poiché risulta complesso trovare una modalità di rappresentazione continua della probabilità a priori del fenomeno di danneggiamento, l'RBI utilizza una versione discreta del teorema di Bayes:

$$\pi_k(r_i|r) = \frac{L_k(r \mid r_i) * \pi_{k-1}(r_i)}{L_k(r \mid r_1) * \pi_{k-1}(r_1) + L_k(r \mid r_2) * \pi_{k-1}(r_2) + L_k(r \mid r_3) * \pi_{k-1}(r_3)}$$

dove:

- i = 1, 2, 3 ≡ stato di danneggiamento;
- k = 1,…,m ≡ intervalli temporali;
- m = numero di intervalli temporali considerati nell' attività ispettiva;
- r = tasso di corrosion rilevato a seguito dell' attività ispettiva;
- $r_1 = r$, $r_1 = 2*r$, $r_1 = 4*r$ = tasso di corrosione correlato allo stato di danneggiamento 1 , 2 e 3;
- $\pi_{k-1}(r_i)$ = probabilità a priori per lo stato di danneggiamento i al periodo k;
- $L_k(r|r_i)$ = probabilità di osservare il risultato r di una ispezione effettuata a k dato che l'oggetto sia in uno stato effettivo di danneggiamento i;
- $\pi_k(r|r_i)$ ≡ distribuzione a posteriori per lo stato di danneggiamento k. posterior distribution for the damage state k. Si noti che $\pi_k(r|r_i)$ diventa la distribuzione a priori quando viene effettuata l' ispezione successiva.

La probabilità $L_k(r|r_i)$ dipende dall'efficacia della tecnica ispettiva utilizzata.
Quindi, l'equazione precedente fornisce un modo per aggiornare il grado di confidenza basandosi sul grado di efficacia dell'ispezione.
In questo modo la conoscenza acquista tramite l'attività ispettiva riduce l'incertezza rispetto allo stato effettivo di danneggiamento di un oggetto.

1.6 Esempio

1.6.1 Distribuzione a priori

È possibile stimare una distribuzione a priori sulla base dell'affidabilità dei dati che si ha a disposizione:
Sono disponibili, ad esempio, *High Confidence Data*.

Information Sources for Damage Rate	***Low Confidence Data***	***Moderate Confidence Data***	***High Confidence Data***
	• *Published data.* • *Corrosion rate tables.* • *"Default" values.* *Although they are often used for design decisions, the actual corrosion rate that will be observed in a given process situation may significantly differ from the design value.*	*Laboratory testing with simulated process conditions. Limited in-situ corrosion coupon testing. Corrosion rate data developed from sources that simulate the actual process conditions usually provide a higher level of confidence in the predicted corrosion rate.*	*Extensive field data from thorough inspections. Coupon data, reflecting five or more years of experience with the process equipment (assuming no change in process conditions has occurre d). If enough data are available from actual process experience, there is little likelihood that the actual corrosion rate will greatly exceed the expected value under normal operating conditions.*

Tabella 3

A priori Damage Rate Range	***Confidence in Predicted Damage Rate***		
	Low Confidence Data	***Moderate Confidence Data***	***High Confidence Data***
Predicted "rate" or less	*0.5*	*0.7*	*0.80*
Predicted "rate" to two times "rate"	*0.3*	*0.2*	*0.15*
Two to four times predicted "rate"	*0.2*	*0.1*	*0.05*

Tabella 4

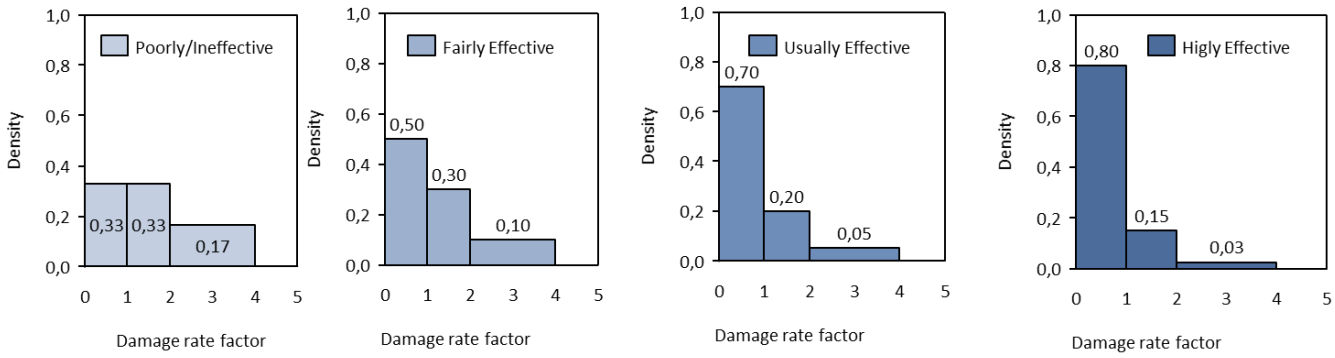


Figura 2

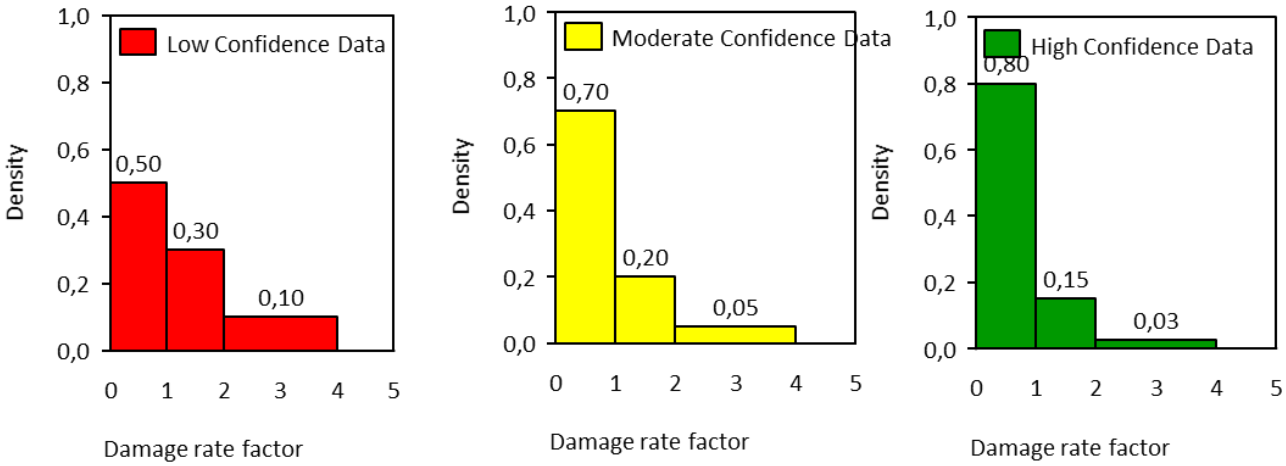


Figura 3

1.6.2 Aggiornamento Ispettivo

Si esegue una attività ispettiva di tipo *"Usually effective"*.
L'ispezione ha confermato lo stato di danneggiamento ipotizzato (State 1).

	$L_k(r\|r_i)$				
Conditional Probability of Inspection	***"E" None or Ineffective***	***"D" Poorly Effective***	***"C" Fairly Effective***	***"B" Usually Effective***	***"A" Highly Effective***
Predicted "rate" or less	*0.33*	*0.4*	*0.5*	*0.7*	*0.9*
Predicted "rate" to two times "rate"	*0.33*	*0.33*	*0.3*	*0.2*	*0.09*
Two to four times predicted "rate"	*0.33*	*0.27*	*0.2*	*0.1*	*0.01*

Tabella 5

In queste condizioni, prima dell'ispezione, abbiamo le seguenti probabilità:

Damage State	***Prior probability $\pi_0(r_i)$***	***Damage detection probability $L_1(r\|r_i)$***
1	*0.80*	*0.7*
2	*0.15*	*0.2*
3	*0.05*	*0.1*

Tabella 6

1.6.3 Distribuzioni a posteriori

Dopo l'ispezione, che **conferma** lo stato di danneggiamento ipotizzato (State 1), utilizzando il teorema di Bayes, otteniamo:

$$\pi_1(r_1|r) = \frac{L_1(r|r_1)*\pi_0(r_1)}{L_1(r|r_1)*\pi_0(r_1)+L_1(r|r_2)*\pi_0(r_2)+L_1(r|r_3)*\pi_0(r_3)} = \frac{0.7*0.80}{0.7*0.80+0.2*0.15+0.1*0.05} = 0.941$$

$$\pi_1(r_2|r) = \frac{L_1(r|r_2)*\pi_{k-1}(r_2)}{L_1(r|r_1)*\pi_0(r_1)+L_1(r|r_2)*\pi_0(r_2)+L_1(r|r_3)*\pi_0(r_3)} = 0.050$$

$$\pi_1(r_3|r) = \frac{L_1(r|r_3)*\pi_0(r_3)}{L_1(r|r_1)*\pi_0(r_1)+L_1(r|r_2)*\pi_0(r_2)+L_1(r|r_3)*\pi_0(r_3)} = 0.008$$

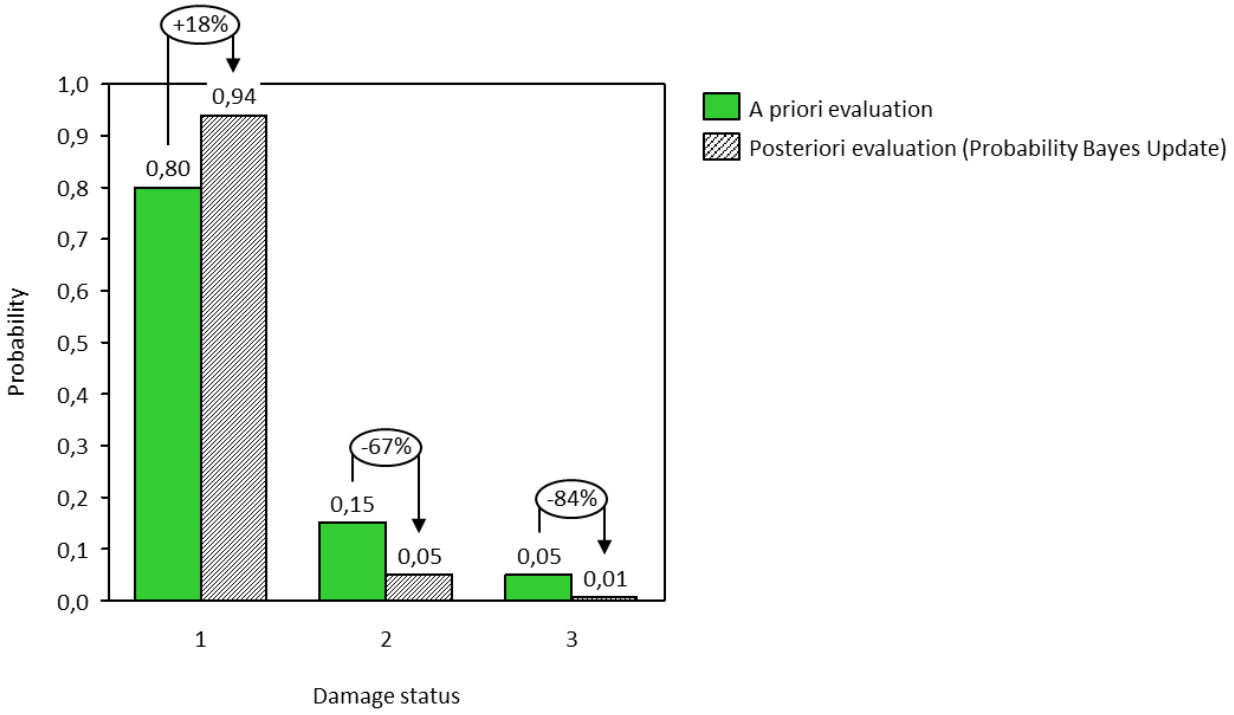


Figura 4

Diversamente, se a seguito dell'attività ispettiva **non viene confermato** lo stato di danneggiamenti ipotizzato (State 1), utilizzando il teorema di Bayes otteniamo:

$$\pi_k\left(\bar{r}_i|\bar{r}\right)=\frac{L_k(\bar{r}\,|\,\bar{r}_i)*\pi_{k-1}(\bar{r}_i)}{L_k(\bar{r}\,|\,\bar{r}_1)*\pi_{k-1}(\bar{r}_1)+L_k(\bar{r}\,|\,\bar{r}_2)*\pi_{k-1}(\bar{r}_2)+L_k(\bar{r}\,|\,\bar{r}_3)*\pi_{k-1}(\bar{r}_3)}$$

Damage State	***State Corrosion rate probability***		***Damage detection probability***
	Π₀(rᵢ)	***Π₀(r̄ᵢ)***	***L₁(r|rᵢ) =L₁(r̄|r̄ᵢ)***
Not 1	*0.80*	*(1-0.80)/((1-0.8)+(1-0.15)+(1-0.05)) = 0.100*	*0.7*
Not 2	*0.15*	*(1-0.15)/((1-0.8)+(1-0.15)+(1-0.05)) = 0.425*	*0.2*
Not 3	*0.05*	*(1-0.05)/((1-0.8)+(1-0.15)+(1-0.05)) = 0.475*	*0.1*

Tabella 7

$$\pi_1\left(\bar{r}_1|\bar{r}\right)=\frac{L_1(\bar{r}\,|\,\bar{r}_1)*\pi_0(\bar{r}_1)}{L_1(\bar{r}\,|\,\bar{r}_1)*\pi_0(\bar{r}_1)+L_1(\bar{r}\,|\,\bar{r}_2)*\pi_0(\bar{r}_2)+L_1(\bar{r}\,|\,\bar{r}_3)*\pi_0(\bar{r}_3)}=\frac{0.7*0.1}{0.7*0.1+0.2*0.425+0.1*0.475}=0.345$$

$$\pi_1\left(\bar{r}_2|\bar{r}\right)=\frac{L_1(\bar{r}\,|\,r_2)*\pi_0(\bar{r}_2)}{L_1(\bar{r}\,|\,\bar{r}_1)*\pi_0(\bar{r}_1)+L_1(\bar{r}\,|\,\bar{r}_2)*\pi_0(\bar{r}_2)+L_1(\bar{r}\,|\,\bar{r}_3)*\pi_0(\bar{r}_3)}=0.419$$

$$\pi_1\left(\bar{r}_3|\bar{r}\right)=\frac{L_1(\bar{r}\,|\,\bar{r}_3)*\pi_0(\bar{r}_3)}{L_1(\bar{r}\,|\,\bar{r}_1)*\pi_0(\bar{r}_1)+L_1(\bar{r}\,|\,\bar{r}_2)*\pi_0(\bar{r}_2)+L_1(\bar{r}\,|\,\bar{r}_3)*\pi_0(\bar{r}_3)}=0.234$$

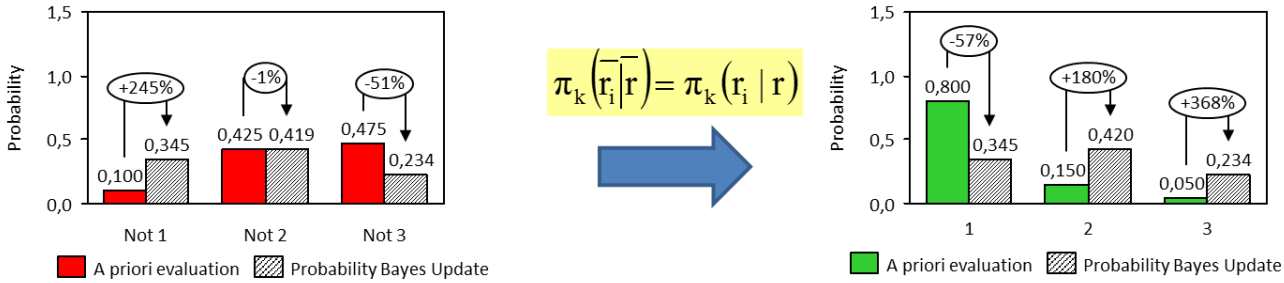


Figura 5

1.6.4 *Distribuzione a Posteriori: conferma vs. non conferma dello stato di danneggiamenti ipotizzato*

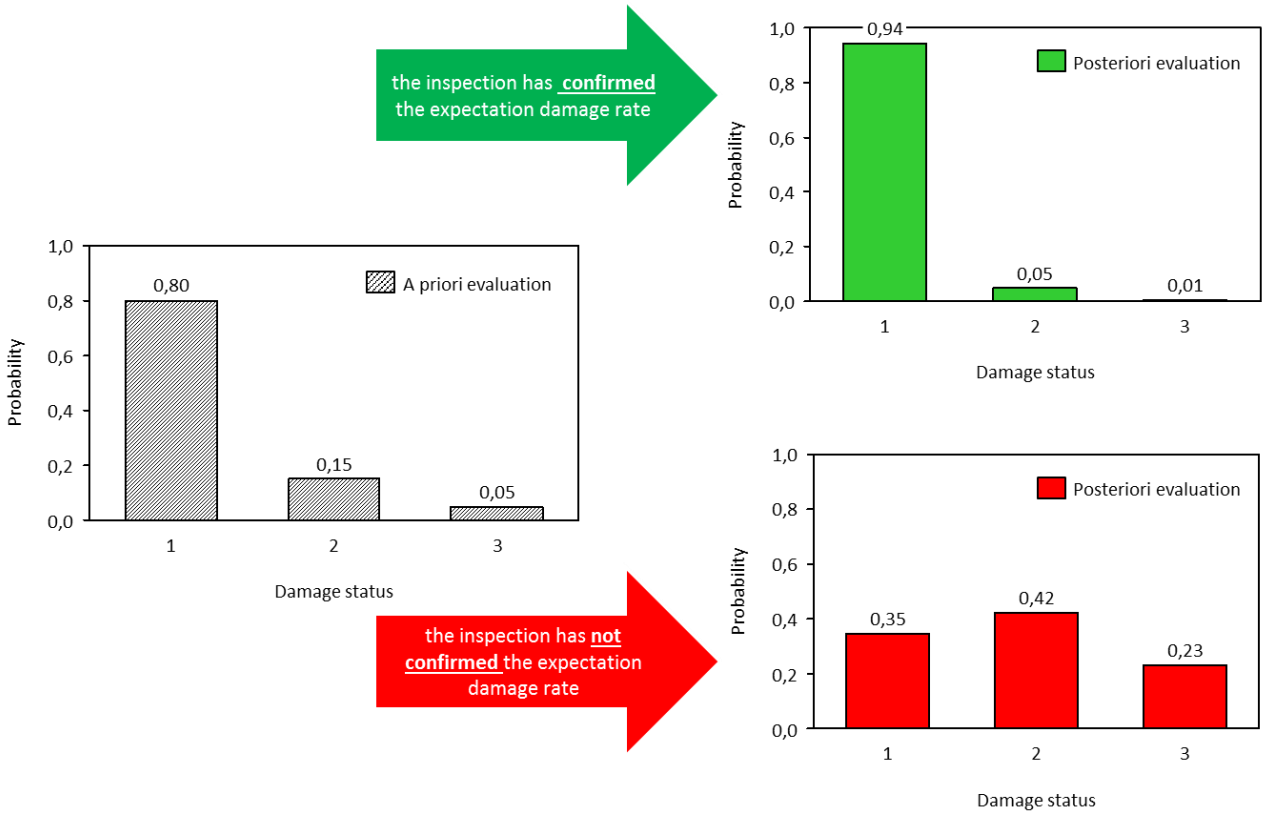


Figura 6

1.6.5 *Confidenza nella previsione dello stato di danneggiamento previsto: Low Reliability Data*

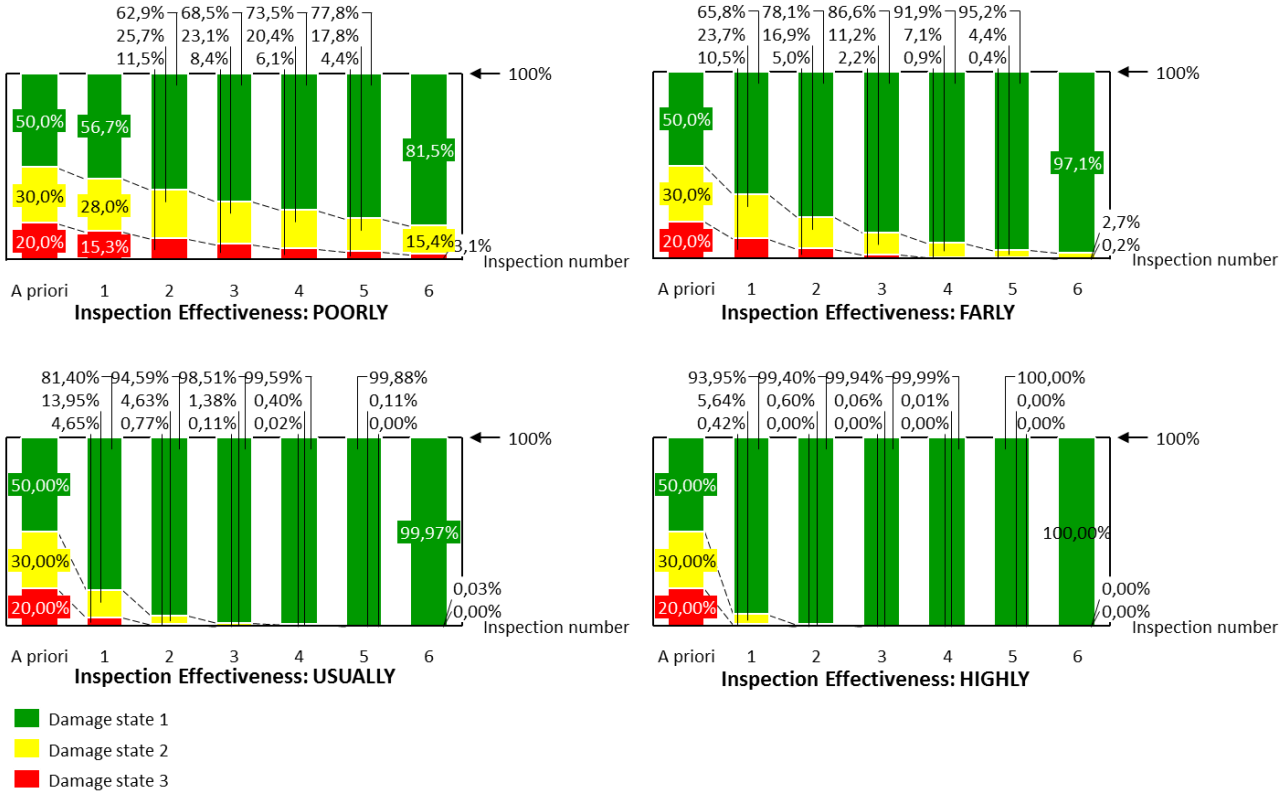


Figura 7

2. RBI e affidabilità strutturale

2.1 Approccio deterministico e probabilistico

In presenza di indeterminazione non è sempre semplice rispondere ai requisiti di progettazione.
La figura mostra un semplice esempio che considera due variabili: una variabile correlata alla richiesta del sistema (es.: carico di una struttura, S) ed una correlata alla capacità del sistema (es.: resistenza di una struttura, R).
Sia R che S sono variabili casuali e possono essere caratterizzate dai seguenti parametri:

- media μ_S e μ_r
- deviazione standard σ_S , σ_r ,
- distribuzione cumulata di probabilità $f_S(s)$ and $f_R(r)$

La figura identifica anche i valori deterministici (nominali) di queste variabili, S_N and R_N, questi valori sono utilizzati nell' approccio convenzionale basato sugli indici di sicurezza.

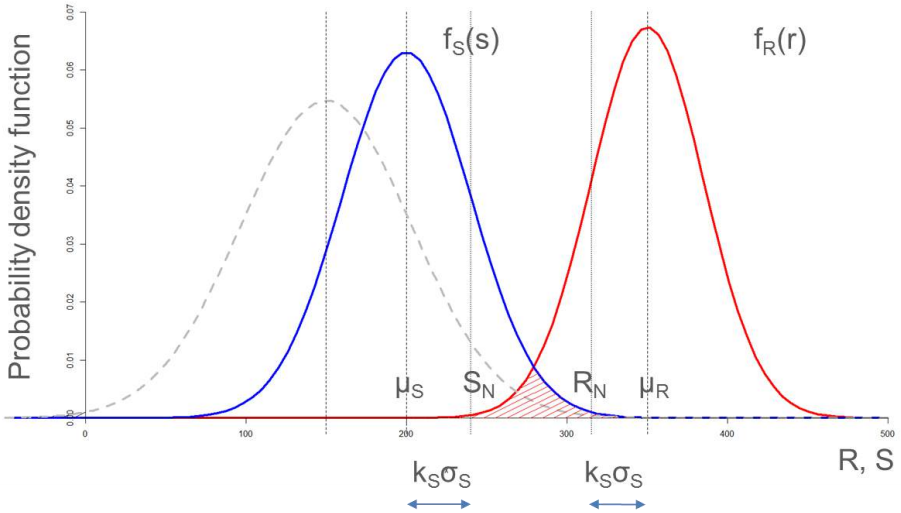


Figura 8

Sempre riferendosi alla figura, in un contest deterministico, è richiesto che **R_N** sia maggiore di **S_N** con uno specifico margine di sicurezza **(S_F)**:

- **$S_F = R_N / S_N$**

La resistenza nominale (o capacità) **R_N** è normalmente un valore conservativo, tipicamente uno, due, o tre deviazioni standard al di sotto del valore medio.
Il carico nominale (o richiesta) **S_N** è anch' esso un valore conservativo tipicamente uno, due, o tre deviazioni standard al di sopra del valore medio.
Riferendosi alla figura, quando la variabilità del carico e della resistenza sono espresse come una densità di probabilità, è possibile esprimere il rischio in termini di probabilità di "failure" o P(R < S) come:

$$p_f = P(\text{failure}) = P(R < S)$$
$$= \int_0^\infty \left[\int_0^S f_R(r)\,dr \right] f_s(s)\,ds$$
$$= \int_0^\infty F_R(s) f_s(s)\,ds$$

dove $F_R(s)$ è la distribuzione cumulta di R valutata ad s.

Questa espressione può essere considerate come l'equazione di base nell' ambito della progettazione basata sul rischio.

2.2 Definizione generale dell'indice di affidabilità

Consideriamo una struttura con resistenza R soggetta ad un singolo carico S.

Se sia R che S sono variabili normali è conveniente trasformarle nella loro forma standard che non è altro che la loro forma adimensionale.

Le variabili R ed S possono essere quindi trasformate nelle loro forma standard:

$$Z_S = \frac{S - \mu_S}{\sigma_S}$$

$$Z_R = \frac{R - \mu_R}{\sigma_R}$$

$$S = \mu_S + Z_S\sigma_S$$

$$R = \mu_R + Z_R\sigma_R$$

La funzione stato limite g(R,S) = R-S può quindi essere espresso come:

$$g(Z_R, Z_S) = \mu_R + Z_R\sigma_R - \mu_S - Z_S\sigma_S = (\mu_R - \mu_S) + Z_R\sigma_R - Z_S\sigma_S$$

Per ogni valore specifico di g(Z_R, Z_S) l' equazione di cui sopra rappresenta una linea retta nello spazio delle variabili Z_R e Z_S.
La linea di nostro interesse per le nostre analisi di affidabilità è la linea corrispondente a g(Z_R, Z_S) = 0: questa linea separa I due domini *"safe"* e *"failure"* nello spazio delle variabili Z_R e Z_S.

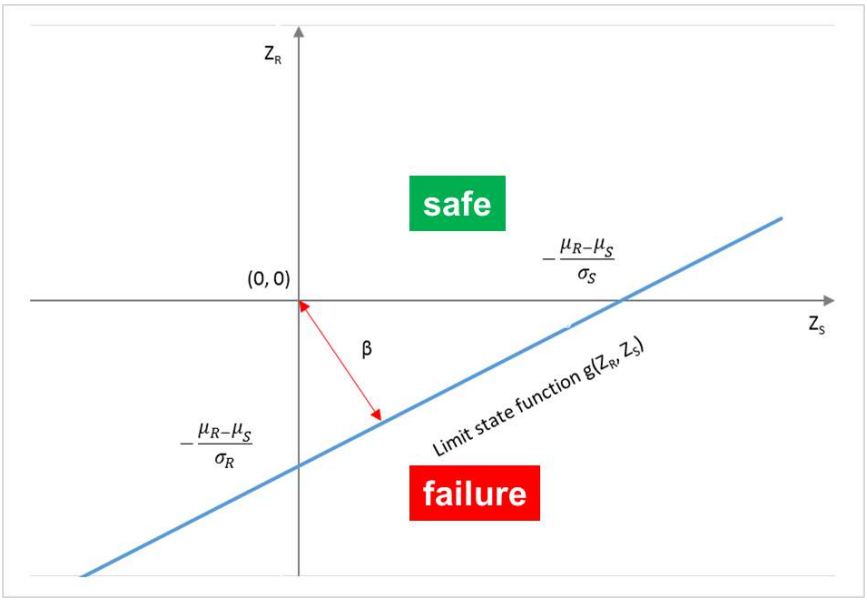


Figura 9

Nel contesto della presente discussione è possibile definire l'indice di affidabilità β come la più breve distanza dall' origine alla retta g(Z_R, Z_S) = 0.
Utilizzando la geometria, l'indice di affidabilità β è pari a:

$$\beta = \frac{\mu_R - \mu_S}{\sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_S^2}}$$

Per variabili casuali con distribuzione normale si dimostra che l'indice di affidabilità β è correlato alla probabilità di avaria da:

$$\beta = -\Phi^{-1}(P_f)$$

2.3 L'indice di affidabilità Hasofer-Lind

L' indice di affidabilità Hasofer-Lind, β, è definito come di seguito dettagliato:

- Definizione delle variabili ridotte

$$\{Z_1, Z_2, Z_3, \ldots\ldots Z_n\}$$

utilizzando

$$Z_i = \frac{X_i - \mu_i}{\sigma_i}$$

- Ridefinire la funzione stato limite in termini di variabili ridotte:

$$(Z_1, Z_2, Z_3, \ldots\ldots Z_n)$$

- L'indice di affidabilità è la più breve distanza dall' origine dello spazio ad n dimensioni delle variabili ridotte con la superficie descritta dall' espressione:

$$g(Z_1, Z_2, Z_3, \ldots\ldots Z_n) = 0$$

2.4 Funzione stato limite lineare

Si consideri una funzione stato limite nella seguente forma:

$$g\ (X_1, X_2, X_3, \ldots\ldots X_n) = a_0 + a_1X_1 + a_2X_2 + a_3X_3 + \ldots a_nX_n = a_0 + \sum_{i=1}^{n} a_iX_i$$

dove i a_i termini (i = 0, 1, 2, ... , n) sono costanti e i X_i termini sono variabili casuali non correlate.

Applicando la procedura di cui sopra per la determinazione dell'indice di affidabilità, si ottiene la seguente espressione per β:

$$\beta = \frac{a_0 + \sum_{i=1}^{n} \left(a_i \mu_{X_i}\right)}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} \left(a_i \sigma_{X_i}\right)^2}}$$

2.5 Funzione stato limite non lineare

Si consideri una funzione stato limite non lineare.
Quando la funzione non è lineare è possibile linearizzarla utilizzando le serie di Taylor.
Il risultato è:

$$g\ (X_1, X_2, X_3, \ldots\ldots X_n) \cong g\ (x_1^*, x_2^*, x_3^*, \ldots\ldots x_n^*) + \sum_{i=1}^{n} \left(X_i - x_i^*\right) \frac{\partial g}{\partial X_i}\bigg|_{\text{evaluated at } \left(x_1^*, x_2^*, x_3^* \ldots x_n^*\right)}$$

dove

$$\left(x_1^*, x_2^*, x_3^*, \ldots\ldots x_n^*,\right)$$

è il punto dove l' espressione è valutata.

Se il punto dove l'espressione è valutata corrisponde ai valori medi delle variabili casuali l'espressione diventa:

$$g\ (X_1, X_2, X_3, \ldots\ldots X_n) \cong g\ (\mu_1, \mu_2, \mu_3, \ldots\ldots \mu_n) + \sum_{i=1}^{n} \left(X_i - \mu_{x_i}\right) \frac{\partial g}{\partial X_i}\bigg|_{\text{evaluated at mean value}}$$

A seguito di alcuni passaggi algebrici l'indice di affidabilità β risulta:

$$\beta = \frac{g\left(\mu_{X_1}, \mu_{X_1}, \mu_{X_1} \ldots\ldots \mu_{X_1}\right)}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} \left(a_i \sigma_{X_i}\right)^2}} \quad \text{where} \quad a_i = \frac{\partial g}{\partial X_i}\bigg|_{\text{evaluated at mean value}}$$

2.6 Esempio

Calcolare la probabilità di avaria (failure) a seguito di predita di spessore per un componente cilindrico.

Data	Description	UM	Value	Variance	Standard Deviation
P	*Pressure*	*MPa*	*1.293*	*0.05*	*1.293*0.05=0.0647*
T	*Tensile Strength*	*MPa*	*413.685*		
Y	*Yield Stress*	*MPa*	*241.316*		
Trdi	*Minimum Furnished thickness*	*mm*	*12.7*		
Tmin	*Minimum thickness*	*mm*	*9.5*		
CA	*Corrosion Allowance*	*mm*	*3.2*		
D	*Inside Diameter (ID)*	*mm*	*1524*		
Cr	*Corrosion Rate*	*mm/yr*	*0.127*		
Age	*Age*	*Yr*	*25*		
Sf	*Flow stress = (Y+T)/2*	*MPa*	*(413.685+241.316)/2=327.5*	*0.170*	*327.5*0.170=55.675*
Cr*age =Δt	*Thinning reduction*	*mm*	*0.127*25=3.175*	*0.170*	*3.175*0.170=0.5398*

Tabella 8

La funzione stato limite è:

$$g = s_f\left(1 - \frac{C_r * age}{t_{rdi}}\right) - \frac{p * D}{2 * t_{rdi}}$$

S R

Figura 10

Le variabili casuali dell'esempio sono la Pressione di Design, il *Flow Stress* e la riduzione di spessore The random variable in the example are Pressure Design, Flow Stress and Thinning reduction.

I parametri delle distruzioni statistiche sono date nella tabella precedente.

2.6.1 Linearizzazione della funzione stato limite

$g = s_f\left(1 - \frac{C_r * age}{t_{rdi}}\right) - \frac{p * D}{2 * t_{rdi}}$	*Limit state function. Use of pD/2t requires that D >> t. Thus it would not be applicable in the case of extremely high pressure piping (e.g. as found in HDPE processes) where the pipe resembles a thick steel bar with a small hole in the middle.*
$\frac{\partial g}{\partial s_f} = \left(1 - \frac{C_r * age}{t_{rdi}}\right)$	*Derivative of limit state function with respect to flow stress.*
$\frac{\partial g}{\partial (C_r * age)} = -\frac{s_f}{t_{rdi}}$	*Derivative of limit state function with respect to thinning. $\Delta t = C_r * age$*

$\frac{\partial g}{\partial p} = -\frac{D}{2 * t_{rdi}}$	*Derivative of limit state function with respect to internal pressure*
$\mu_g = \mu_{sf}\left(1 - \frac{\mu_{(C_r * age)}}{t_{rdi}}\right) - \frac{\mu_p D}{2 * t_{rdi}}$	*First order approximation to the mean of the limit state function.*
$\sigma_g^2 = \left(\frac{\partial g}{\partial p}\sigma_p\right)^2 + \left(\frac{\partial g}{\partial s_f}\sigma_{sf}\right)^2 + \left(\frac{\partial g}{\partial (C_r * age)}\sigma_{C_r} * age\right)^2$	*First order approximation to the variance of the limit state function.*
$\beta = \frac{\mu_g}{\sigma_g} \quad P_f = -\Phi(-\beta)$	*Reliability index and probability of failure. Φ () is the cumulative probability function of a normal random variable with a mean of 0 and standard deviation of 1. This is the standard method to convert a reliability index (regardless of its source) to a nominal probability of failure and is not unique to this method.*

$\frac{\partial g}{\partial s_f} = \left(1 - \frac{C_r * age}{t_{rdi}}\right) = \left(1 - \frac{0.127 * 25}{12.7}\right) = 0.75$
$\frac{\partial g}{\partial (C_r * age)} = -\frac{s_f}{t_{rdi}} = -\frac{327.5}{12.7} = -25.7874$
$\frac{\partial g}{\partial p} = -\frac{D}{2 * t_{rdi}} = -\frac{1524}{2 * 12.7} = -60.000$
$\sigma_p = P * COV_p = 1.293 * 0.05 = 0.0647$ $\sigma_{sf} = sf * COV_{sf} = 327.25 * 0.170 = 55.6325$ $\sigma_{C_r * age} = (C_r * age) * COV_{C_r} = (0.127 * 25) * 0.170 = 0.5398$
$\mu_g = \mu_{sf}\left(1 - \frac{\mu_{(C_r * age)}}{t_{rdi}}\right) - \frac{\mu_p D}{2 * t_{rdi}} = 327.5\left(1 - \frac{3.175}{12.7}\right) - \frac{1.293 * 1524}{2 * 12.7} = 263.0315 - 77.5800 = 168.07$
$\sigma_g^2 = \left(\frac{\partial g}{\partial p}\sigma_p\right)^2 + \left(\frac{\partial g}{\partial s_f}\sigma_{sf}\right)^2 + \left(\frac{\partial g}{\partial (C_r * age)}\sigma_{C_r * age}\right)^2 = (-60 * 0.0647)^2 + (0.75 * 55.6325)^2 + (-25.7874 * 0.5398)^2 =$ $= (-3.8820)^2 + 41.7244^2 + (-13.92)^2 = 1949.7619$
$\beta = \frac{\mu_g}{\sigma_g} = \frac{168.07}{\sqrt{1949.7619}} = 3.8047$
$P_f = -\Phi(-\beta) = -\Phi(-3.8047) = 7.0988e-005$

Tabella 9

2.7 Code snippets

```
%%%%%%%%%%%%%%%
% Input Data %
%%%%%%%%%%%%%%%
Thinning =      25 * 0.127          % the amount of thinning to be evaluated: Age*Cr [mm]
Thickness =     0.5*25.4            % starting thickness of the equipment, default is original
                                    minimum shell thickness: tmin + CA [mm]
Pressure =      187.5* 0.006895     % evaluation pressure, default is operating pressure [MPa]
Diameter =      60*25.4             % inside diameter [mm]
Tensile =       60*6.895            % tensile strength [MPa]
Yield =         35*6.895            % yield strength [MPa]
```

```
% Input Variance
PressureVar =   0.050
FlowStressVar = 0.170
ThinningVar =   0.170
%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Calculations %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Flow stress
FlowStress =   ((Yield + Tensile) / 2) % Flow Stress [Pa]
%  Standard Deviations
PressureSD = Pressure * PressureVar          % Standard Deviations for Pressure
FlowStressSD = FlowStress * FlowStressVar          % Standard Deviations for Flow Stress
ThinningSD = Thinning * ThinningVar          % Standard Deviations for Thinning
%  Derivative values
dg_dPressure = -Diameter / (2 * Thickness)
dg_dFlowStress = (1 - (Thinning / Thickness))
dg_dThinning = -FlowStress / Thickness
% Standard Deviation of the Limit State Function
StdDev_g = ((PressureSD * dg_dPressure) ^ 2 + (FlowStressSD * dg_dFlowStress) ^ 2 + (ThinningSD
* dg_dThinning) ^ 2)^0.5
% Limit State Function
g = (FlowStress * (1 - Thinning / Thickness)) - (Pressure * Diameter / (2 * Thickness))
% Beta (reliability index)
Beta = g / StdDev_g
% Probability of failure.
CylinderThinningPOFbyVFORM =  normcdf(-Beta)
```

3. Bibliografia

[1] API, API RP 581 API RBI Technology, First Edition, May 2000, American Petroleum Institute, Washington, D.C.

[2] API, API RP 581 API RBI Technology, Second Edition, September 2008, American Petroleum Institute, Washington, D.C.

[3] Kaley LC, Trinity Bridge LLC, Ray BD. Marathon Petroleum Company, LLC, API 581 Ballot POF Approach Update, Presentation to API 581 Task Group, November 2011.

[4] Conley M, Kaley L. Lloyds Register & Trinity Bridge, Replacement of RP 581 Table 5.11 “Thinning damage factor” with Mathematical Model. March 2011

[5] Nowak AS, Collins KR. Reliability of Structures, McGraw-Hill, New York, 2000

[6] Haldar A, Mahadevan S. Probability, Reliability, and Statistical Method in Engineering Design, John Wiley & Sons, 2000

[7] Stone JV. Bayes’ Rule - A Tutorial Introduction to Bayesian Analysis

[8] Grandt AF Jr. Fundamentals of Structural Integrity

Valutazione di integrità strutturale di componenti di impianti petrolchimici in presenza di difetti utilizzando metodologie FFS

C. Sampietri*, G. Sironi*
*Exova s.r.l.

Sommario

Il presente documento riporta una tipica attività riguardante la valutazione di integrità strutturale di componenti per impianti petrolchimici in cui durante un'ispezione periodica è stata riscontrata la presenza di difetti nelle saldature di composizione sia circonferenziali che longitudinali dei componenti stessi.

I reattori sono stati eserciti con continuità senza sostanziali modifiche e/o sostituzioni dei principali componenti per circa 300.000 ore operando ad una pressione di circa 38 bar ed una temperatura di circa 520 °C in regime di scorrimento viscoso. Dato il tipo di esercizio prevalentemente continuo il meccanismo di danneggiamento principale è lo scorrimento viscoso seguito dalla corrosione/fatica.

I reattori sono stati sottoposti ad un'analisi ad elementi finiti per determinare lo stato di sforzo agente nei componenti ed i difetti riscontrati sono stati oggetto di una successiva valutazione FFS sulla base di quanto previsto da API 579-1/ASME FFS-1 Parte 9 e 10 atta a consentire l'ulteriore esercizio dell'impianto e la definizione di un piano di ricontrollo periodico. I successivi controlli, effettuati dopo circa due anni di esercizio, hanno confermato la stabilità dei difetti rilevati.

1. Introduzione

A seguito di un'ispezione periodica effettuata su alcuni reattori di un impianto petrolchimico è stata rilevata la presenza di alcuni difetti nelle saldature di composizione sia longitudinali che circonferenziali degli apparecchi stessi. Al fine di valutare l'ulteriore esercibilità di tali attrezzature o la necessità di riparazioni/sostituzioni si è proceduto all'analisi "Fitness for Service" secondo API 579-1/ASME FFS-1 Parte 9 e 10 [1].

Abbreviazioni

API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
FEA	Analisi ad Elementi Finiti
FAD	Failure Assessment Diagram
FAL	Failure Assessment Line
FATT	Fracture Appearance Transition Temperature
FFS	Fitness for Service
PSF	Coefficiente Parziale di Sicurezza
PWHT	Post Weld Heat Treatment

2. Caratteristiche generali dei componenti analizzati

Le principali caratteristiche degli apparecchi analizzati sono riportate nel seguito:

Dati generali

Anno di installazione:	1957
Ore di esercizio (Giugno 2013):	300.000
Pressione di progetto:	52 bar (5,2 MPa)
Temperatura di progetto:	530 °C
Pressione di esercizio:	38 bar (3,8 MPa)
Temperatura di esercizio:	520 °C
Fluido di processo:	Idrocarburi

Fasciame cilindrico

Diametro interno:	1200 mm
Spessore:	68 mm
Spessore minimo rilevato:	65 mm
Materiale:	ASTM A387 Gr.12 Cl.2
Efficienza saldature:	0,9

Fondi

Diametro interno:	1200 mm
Spessore:	68 mm
Spessore minimo rilevato:	61,5 mm
Materiale:	ASTM A387 Gr.12 Cl.2

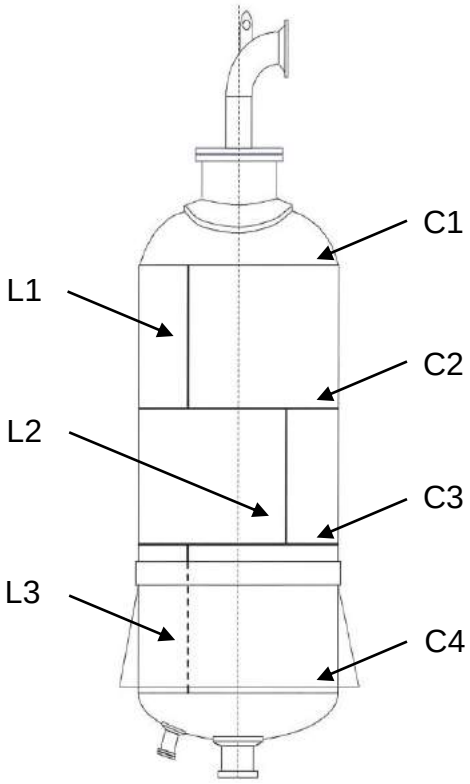


Figura 1. Schema degli apparecchi

Le principali caratteristiche del materiale con cui sono state realizzate le apparecchiature sono riportate nella Tabella 1 [2].

Sforzo di snervamento @20°C, **S_y** (MPa)	275.0
Modulo di elasticità @20°C, **E** (MPa)	210987
Sforzo di snervamento @520°C, **S_y** (MPa)	178.0
Modulo di elasticità @520°C, **E** (MPa)	188950
Coefficiente di Poisson, **v**	0.3

Tabella 1. Caratteristiche del materiale

3. Metodologia di analisi

L'analisi è stata eseguita in quattro passi successivi:

- valutazione dello stato di sforzo agente nelle saldature dovuto alla pressione interna mediante FEA,
- valutazione della stabilità dei difetti rilevati nelle condizioni di esercizio in accordo a quanto previsto da [1] (Parte 9 – Level 2 - "Assessment of Cracks Like Flaw"). Questa procedura consente di valutare lo stato di integrità di un componente contenente difetti mediante l'analisi di due stati limite: la frattura fragile ed il collasso elastoplastico. Per fare questo vengono usati due parametri: il primo è dato dal rapporto tra il fattore di intensificazione degli sforzi applicato al componente (dovuto ai carichi primari ed alle tensioni residue) e la tenacità del materiale ($K_r = (K_I^P + \Phi K_I^{SR})/ K_{IC}$), il secondo è dato dal rapporto tra lo sforzo applicato e lo sforzo di snervamento ($L^p_r = \sigma^p_{ref} / \sigma_y$). Questi parametri sono le coordinate di un punto sul FAD (si veda Figura 2 [1]) e rappresentano lo stato del componente. Se il punto si trova nella regione sottostante la FAL l'integrità del componente è garantita, se il punto si trova nella regione sovrastante la FAL l'integrità del componente non è garantita,
- valutazione della propagazione dei difetti dovuto allo scorrimento viscoso in accordo a quanto previsto da [1] (Parte 10 – Level 3). Il contributo della corrosione/fatica è stato considerato trascurabile a seguito delle modalità di esercizio,
- rivalutazione della stabilità dei difetti a seguito della propagazione calcolata al passo precedente in accordo a quanto previsto da [1] (Parte 9 – Level 2 - "Assessment of Cracks Like Flaw").

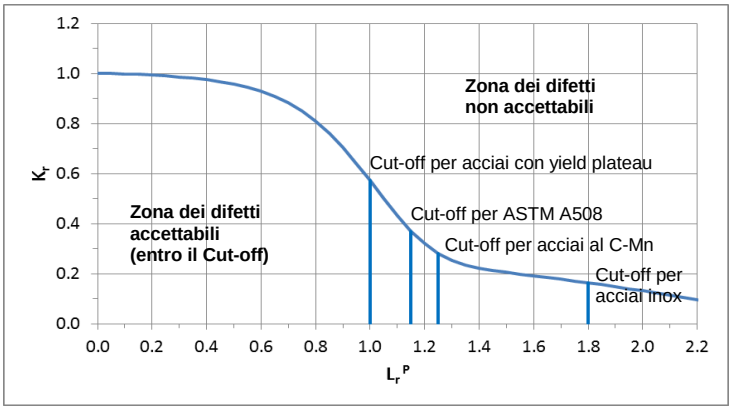


Figura 2. Failure Assessment Diagram [1]

4. Valutazione dello stato di sforzo

Lo stato di sforzo dovuto ai carichi primari (pressione interna pari a 3,8 MPa) è stato valutato mediante FEA utilizzando un modello assialsimmetrico costituito da 1900 elementi esaedrici di tipo parabolico isoparametrico. L'analisi è stata effettuata in campo lineare elastico in accordo a quanto previsto in [3].

Lo sforzo circonferenziale e longitudinale calcolato (normale rispettivamente alle saldature longitudinali e alle saldature circonferenziali) è riportato nelle Figure 3 e 4 (valori in MPa). Le saldature circonferenziali tra fasciame e fondi sono collocate esternamente alla regione di transizione in cui si ha un'amplificazione dello stato di sforzo.

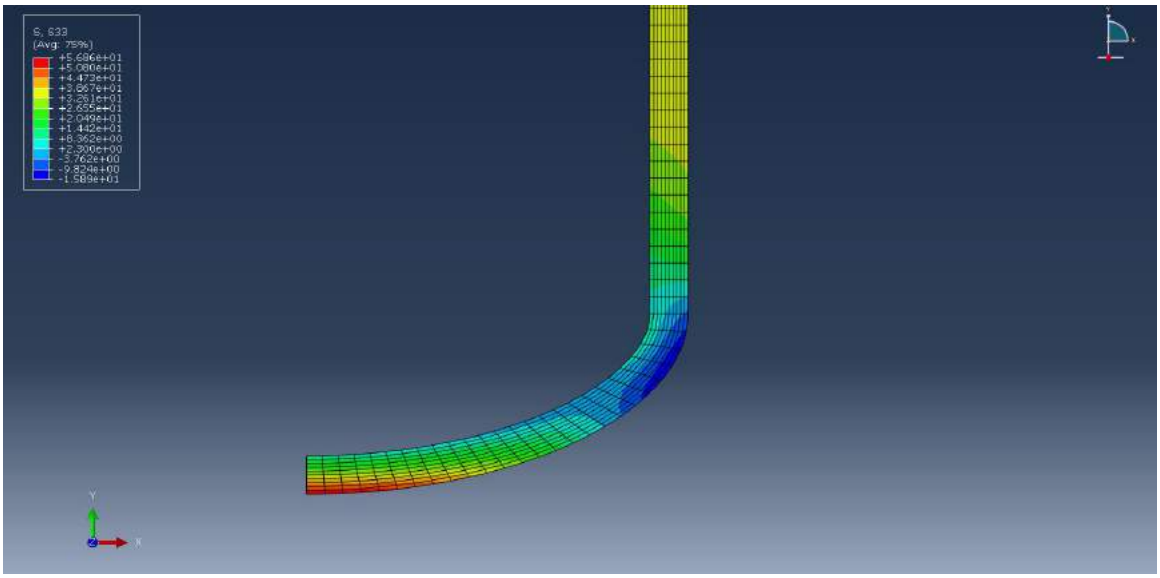


Figura 3. Distribuzione sforzo circonferenziale (dettaglio)

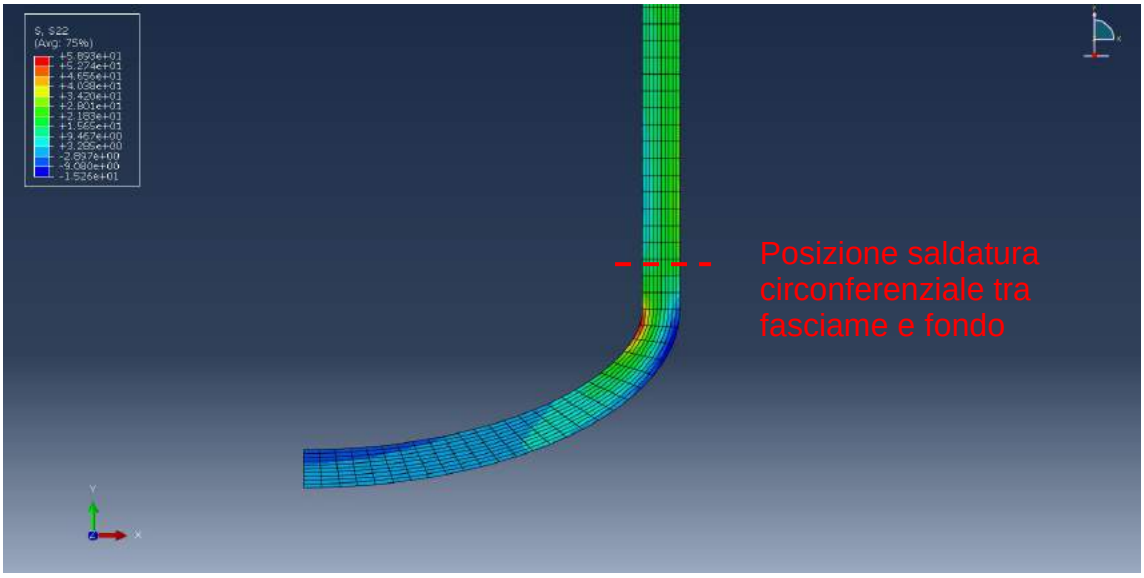


Figura 4. Distribuzione sforzo longitudinale (dettaglio)

5. Valutazione FFS

5.1 Controlli effettuati e risultati ottenuti

Nel seguito si riportano i controlli effettuati ed i relativi esiti per uno degli apparecchi esaminati, ritenuto esemplificativo di tutti quelli considerati.

Esame visivo
Nessuna indicazione degna di rilievo.

Esame mediante particelle magnetiche
Nessuna indicazione degna di rilievo.

Esame ultrasonoro difettoscopico
Sono state rilevate le indicazioni riportate in Tabella 2.

Sald.	Id. difetto	Posizione (mm)	Lunghezza (mm)	Profondità (mm)	Altezza (mm)
C2	C2-1	27	43	51	3
C2	C2-2	75	5	4	2
C2	C2-3	518	7	58	2
C2	C2-4	760	2	27	1
C3	C3-1	121	11	9	5
C3	C3-2	306	3	16	1
L1	L1-1	1604	19	62	2
L2	L2-1	706	10	5	7
L2	L2-2	739	20	6	7
L3	L3-1	1622	13	49	3

Tabella 2. Difetti rilevati

Esame mediante repliche metallografiche
Assenza di danneggiamento da scorrimento viscoso in tutte le posizioni esaminate (Livello 1).

5.2 Analisi preliminare

Prima di effettuare l'analisi sono stati valutati i seguenti due aspetti:

- l'interazione fra i vari difetti, analizzata secondo quanto riportato in Figura 5 [1], e la loro eventuale coalescenza,
- l'interazione tra i difetti e la superficie sia interna che esterna del componente, analizzata secondo quanto riportato in Figura 6 [1], e l'eventuale ricaratterizzazione dei difetti stessi,

ottenendo i risultati riportati in Tabella 3.

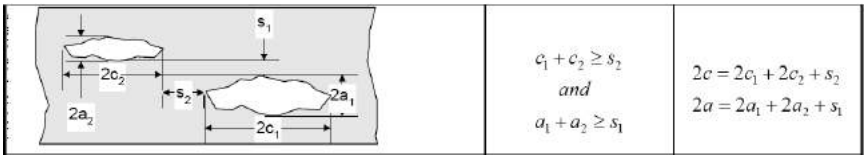


Figura 5. Interazione tra i difetti

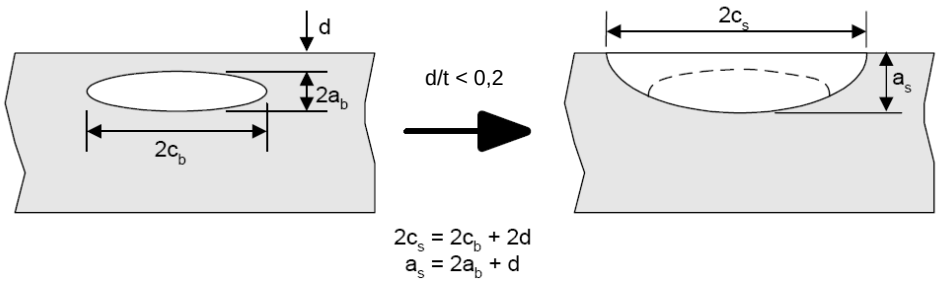


Figura 6. Interazione tra difetti e superfici del componente

Sp. Nom. (mm)	Sald.	Id. difetto	Posizione (mm)	Lunghezza (mm)	Profondità (mm)	Distanza dalla superfice interna (mm)	Altezza (mm)	Distanza circonferenz. tra i difetti i e i+1 (mm)	c1+c2 (mm)	Distanza radiale tra i difetti i e i+1 (mm)	a1+a2 (mm)	Interazione	Commenti
68	C2	C2-1	27	43	51	14,00	3	5,00	24,00	45,00	2,50	NO	
68	C2	C2-2	75	5	4	62,00	2	438,00	6,00	6,00	2,00	NO	Il difetto n.C2-2 deve essere ridefinito come difetto superficiale (a=6 mm, 2c = 13 mm)
68	C2	C2-3	518	7	58	8,00	2	235,00	9,00	30,00	3,50	NO	Il difetto n.C2-3 deve essere ridefinito come difetto superficiale (a=10 mm, 2c = 23 mm)
68	C2	C2-4	760	2	27	40,00	1						
68	C3	C3-1	121	11	9	54,00	5	174,00	7,00	5,00	3,00	NO	Il difetto n.C3-1 deve essere ridefinito come difetto superficiale (a=14 mm, 2c = 29 mm)
68	C3	C3-2	306	3	16	51,00	1						
68	L1	L1-1	1604	19	62	4,00	2						Il difetto n. L1-1 deve essere ridefinito come difetto superficiale (a=6 mm, 2c = 27 mm)
68	L2	L2-1	706	10	5,00	56,00	7	23,00	15,00	0,00	7,00	**NO** (prima della ridefinizione come superficiali) **SI** (dopo la ridefinizione)	I difetti n. L2-1 e L2-2 devono essere ridefiniti come difetti superficiali (a=12 mm, 2c = 20 mm e a= 13 mm, 2c = 32 mm); dopo la ridefinizione, i difetti diventano interagenti (le nuove dimensioni del difetto dopo coalescenza sono a = 13 mm, 2c = 64 mm)
68	L2	L2-2	739	20	6,00	55,00	7						
68	L3	L3-1	1622	13	49,00	16,00	3						

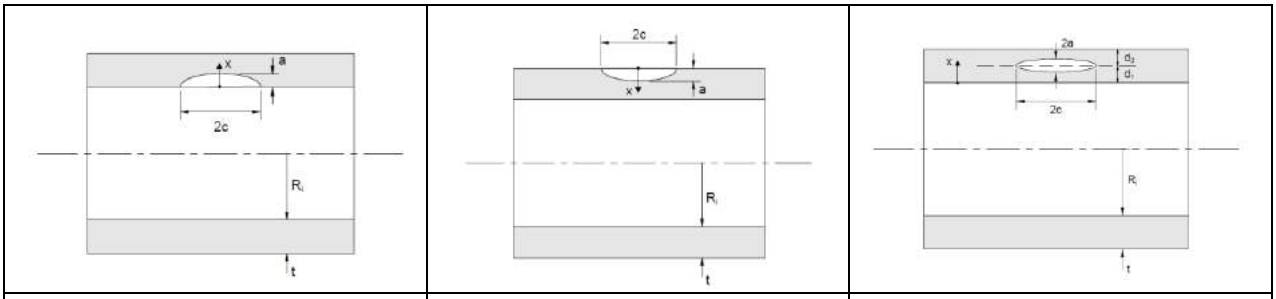
Tabella 3. Risultati dell'analisi preliminare dei difetti

5.3 Tipologie di difetti considerati

Dopo l'analisi preliminare delle indicazioni riscontrate e la loro ricategorizzazione, sono stati considerati i seguenti difetti in quanto si tratta dei più significativi per ogni tipologia:

<u>Saldature longitudinali</u>

a) cricca semiellittica sulla superficie interna (si veda Figura 7a) di lunghezza "2c" pari a 27 mm e profondità pari a 6 mm (difetto L1-1 di Tabella 3),
b) cricca semiellittica sulla superficie esterna (si veda Figura 7b) di lunghezza "2c" pari a 64 mm (difetto L2-1 + L2-2 di Tabella 3) e profondità pari a 13 mm,
c) cricca ellittica interna (si veda Figura 7c) di lunghezza "2c" pari a 13 mm e altezza "2a" pari a 3 mm (difetto L3-1 di Tabella 3).

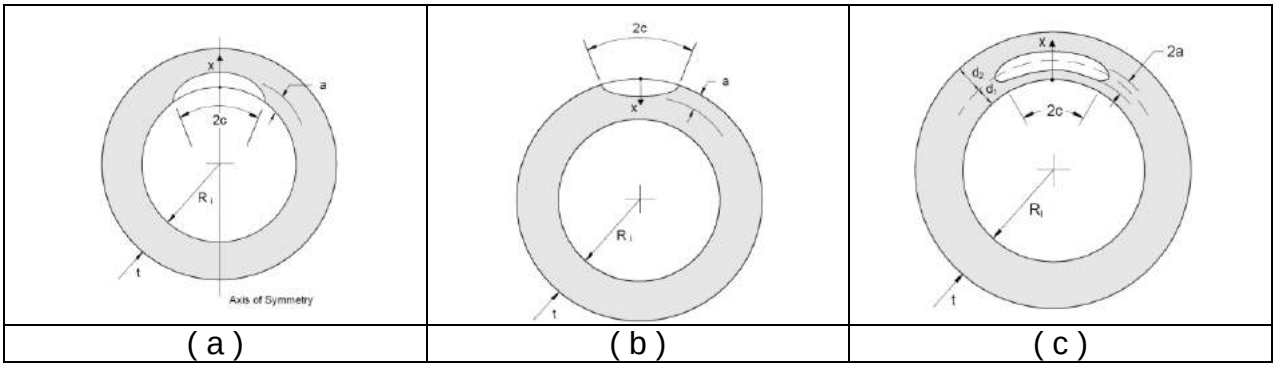


(a)	(b)	(c)

Figura 7. Difetti longitudinali

<u>Saldature circonferenziali</u>

a) cricca semiellittica sulla superficie interna (si veda Figura 8a) di lunghezza "2c" pari a 23 mm e profondità pari a 10 mm (difetto C2-3 di Tabella 3),
b) cricca semiellittica sulla superficie esterna (si veda Figura 8b) di lunghezza "2c" pari a 29 mm e profondità pari a 14 mm (difetto C3-1 di Tabella 3),
c) cricca ellittica interna (si veda Figura 8c) di lunghezza "2c" pari a 43 mm e altezza "2a" pari a 3 mm (difetto C2-1 di Tabella 3).



(a)	(b)	(c)

Figura 8. Difetti circonferenziali

5.4 Carichi applicati

5.4.1 Carichi primari

I difetti sono stati considerati soggetti alla distribuzione di sforzo normale al piano di giacitura dei difetti stessi come valutati in precedenza. In via conservativa la pressione di esercizio è stata considerata agente anche durante i transitori di avviamento e fermata a bassa temperatura.

5.4.2 Tensioni residue

Poiché le saldature sono state oggetto di PWHT, le tensioni residue sono state valutate come segue:

$$\sigma^r = 0.2\ \sigma_{ys}{}^r = 69 \text{ MPa (sforzo normale alla saldatura)} \qquad (1)$$

dove

$$\sigma_{ys}{}^r = \sigma_{ys} + 69 \text{ MPa} = 344 \text{ MPa} \qquad (2)$$

in accordo all'Appendice E in [1].

5.5 Tenacità e coefficienti di sicurezza

La tenacità è stata assunta pari a 36,5 MPa $m^{0,5}$ sulla base della curva ASME – Sezione XI riportata nell'Appendice F di [1]. Il valore adottato è decisamente conservativo in quanto caratteristico di temperature inferiori alla FATT.

I coefficienti parziali di sicurezza adottati, in accord alla Tabella 9.3 di [1], sono stati pari a:

- PSF sforzi 1.2
- PSF tenacità 1.33 ("a" ≥ 5 mm) - 1.43 ("a" < 5 mm)
- PSF dimensione 1.10 ("a" ≥ 5 mm) - 1.08 ("a" < 5 mm)

corrispondenti ad una probabilità di rottura pari a 2,3 10^{-2} e un coefficiente di sicurezza complessivo pari a 2.

In realtà il coefficiente di sicurezza reale risulta sicuramente superiore a causa delle seguenti ipotesi che sono state assunte tutte agenti contemporaneamente:

Pressione di esercizio:	il valore adottato corrisponde alla massima pressione di esercizio agente esclusivamente a temperature superiori ai 400 °C, cioè il valore massimo tra 20 °C e 520 °C,
Sforzo di snervamento:	il valore adottato corrisponde alla massima temperatura di esercizio (520 °C), cioè il valore minimo tra 20°C e 520 °C,
Tenacità:	il valore adottato corrisponde a temperature inferiori alla FATT (quindi a basse temperature), cioè il minimo valore tra 20 °C e 520 °C.

5.6 Risultati

Nel presente paragrafo si riporta a titolo di esempio il dettaglio dei calcoli effettuati per il difetto semiellittico longitudinale situato sulla superficie esterna, che risulta essere il più significativo.

Diametro interno:	1220 mm
Spessore minimo misurato:	65 mm
Pressione interna di esercizio:	3,8 MPa
Temperatura di esercizio:	520 °C
Dimensioni iniziali (ispezione 2013) del difetto:	64 mm x 13 mm
Ore di esercizio:	300,000
Sforzo circonferenziale:	35,7 MPa
Vita attesa a scorrimento viscoso:	$2{,}09\ 10^{6}$ ore (valutata utilizzando la formula 10.43 in [1])
Attuale reference stress σ_{ref}:	42,9 MPa (valutato utilizzando la formula D.74 in [1])
Attuale rapporto L_r :	0,24
Attuale fattore di intensificazione degli sforzi K:	25,6 MPa m ^{0,5} (con ϕ = 1,05) 8,1 MPa m ^{0,5} (sforzi primari) 16,7 MPa m ^{0,5} (tensioni residue) (valutato utilizzando la formula C.187 in [1])
Attuale rapporto K_r :	0,93
Attuale danno da scorrimento viscoso:	14,4 %
Attuale deformazione da scorrimento viscoso:	$1{,}27\ 10^{-2}$
Attuale velocità di deformazione da scorr. viscoso:	$4{,}58\ 10^{-8}$ 1/h
Attuale velocità di propagazione del difetto.:	$4{,}44\ 10^{-6}$ mm/h
Reference stress σ_{ref} finale:	42,7 MPa (valutato utilizzando la formula D.74 in [1])
Rapporto L_r finale:	0,24
Fattore di intensificazione degli sforzi K finale:	25,8 MPa m ^{0,5} (con ϕ = 1,05) 8,1 MPa m ^{0,5} (sforzi primari) 16,8 MPa m ^{0,5} (tensioni residue) valutato utilizzando la formula C.187 in [1])
Rapporto K_r finale:	0,94
Danno da scorrimento viscoso finale:	16,8 %
Deformazione da scorrimento viscoso finale:	$1{,}50\ 10^{-2}$
Velocità di deformazione da scorr. viscoso finale:	$4{,}71\ 10^{-8}$ 1/h
Velocità di propagazione del difetto:	$4{,}64\ 10^{-6}$ mm/h

Dall'analisi effettuata il difetto risulta stabile dopo ulteriori 50.000 ore di esercizio (si veda Figura 9) e la sua evoluzione per scorrimento viscoso risulta trascurabile.

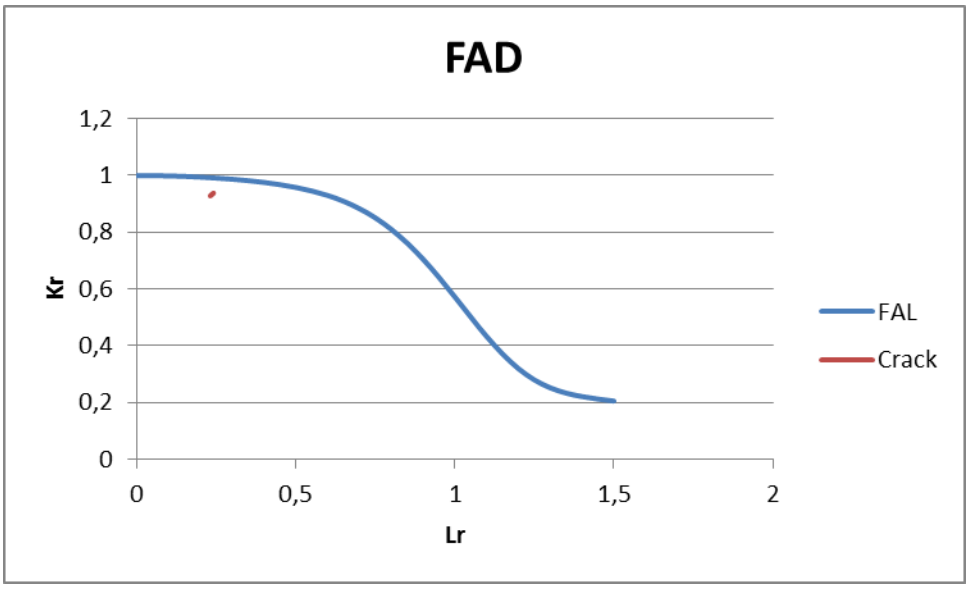


Figura 9. FAD per il difetto longitudinale semiellittico superficiale esterno

6. Conclusioni

Dalle analisi è emerso quanto segue:

- Tutti i difetti rilevati sono stati valutati stabili nelle condizioni di esercizio con un fattore di sicurezza maggiore di 2,
- La propagazione dei difetti per scorrimento viscoso e corrosione/fatica è stata valutata trascurabile,
- In caso di prova idraulica, la stessa deve essere effettuata ad una temperatura superiore a 80 °C.

Il ricontrollo effettuato dopo 3 anni di ulteriore esercizio non ha evidenziato evoluzione significativa dei difetti.

7. Bibliografia

[1] API 579-1/ASME FFS-1 2007 with Addenda 2009, Fitness for Service;

[2] ASME BPVC 2007 with Addenda 2008, Section II, Part D, Appendices;

[3] ASME BPVC 2007 with Addenda 2008, Section VIII, Rules for Construction of Pressure Vessels Alternative Rules, Division 2, Part 5.

Procedure di sicurezza per il Neutral Beam Test Facility

A. Tonti*, C. De Petris*, F. Panin**, V. Toigo***, S. Dal Bello***, R. Piovan***

*Inail - DIT
**Inail - UOT di Padova
***Consorzio RFX

Sommario

L'INAIL collabora da anni al progetto *ITER* concernente la costruzione di un reattore sperimentale a fusione nucleare. Si tratta di un progetto internazionale che vede la partecipazione di Unione Europea (con l'aggiunta della Svizzera), Stati Uniti, Russia, Corea, Giappone, Cina ed India, per un totale di 35 nazioni.

Oltre all'impianto principale sono in costruzione, in diversi Paesi, impianti pilota destinati ai test di specifiche parti o componenti. In Italia è prevista la realizzazione di un impianto pilota per la generazione dei "neutri", particelle non dotate di carica elettrica, destinate a produrre gli ioni necessari al riscaldamento del gas contenuto nel reattore, fino alla temperatura di 150 milioni di gradi Celsius, temperatura necessaria per attivare la reazione di fusione. I componenti dell'impianto sono attualmente in costruzione in parte in Europa ed in parte in Giappone. Infine, un contributo sarà fornito anche dall'India

L'impianto sarà assemblato nell'area del CNR di Padova e affidato al Consorzio RFX, che curerà anche l'avviamento, la messa a regime e le successive fasi di test.

L'accordo di collaborazione tra l'INAIL ed il Consorzio RFX riguarda lo sviluppo di procedure specifiche su: dispositivi e accessori di sicurezza; verifica dei contenitori funzionanti a pressioni inferiori alla pressione atmosferica (contenitori sotto-vuoto, contenenti parti elettriche attive); installazioni accessorie pressurizzate con fluidi diversi dall'esa-fluoruro di zolfo (SF6).

1. Introduzione al progetto ITER

ITER (*cammino* in latino) è uno dei progetti più ambiziosi del mondo. Nel sud della Francia, 35 nazioni stanno collaborando per costruire il *tokamak* avente dimensioni decuplicate rispetto allo Joint European Torus - JET (fino ad oggi il più grande mai realizzato, installato in Inghilterra); un reattore progettato per dimostrare la fattibilità della fusione nucleare su larga scala e la possibilità di produrre energia senza emissioni di carbonio sfruttando lo stesso principio che alimenta il nostro sole e le stelle.

ITER sarà il primo impianto a fusione in grado di mantenere attiva la fusione nucleare fino a 3600 s (fino ad oggi il massimo è stato 390 s, raggiunti nel reattore Tore Supra in Francia), e a produrre energia netta, ovvero energia in quantità superiore a quella necessaria per l'attivazione della reazione nucleare (JET arriva al 70%).

La quantità di energia da fusione che un tokamak è capace di produrre è un risultato diretto del numero di reazioni di fusione che avvengono nel suo nucleo. Più grande è il reattore, più grande è il volume di plasma e maggiore è il potenziale di energia che può essere prodotta. Con dieci volte il volume del plasma della più grande macchina costruita fino ad oggi, ITER Tokamak sarà uno strumento sperimentale in grado di generare plasmi più lunghi e meglio confinati.

La fusione è la fonte di energia del sole e delle stelle. Temperature altissime e forte gravità sono elementi essenziali al centro di questi corpi stellari, in cui i nuclei di idrogeno si scontrano, si fondono in più pesanti atomi di elio e rilasciano enormi quantità di energia nel processo.

Tre condizioni devono essere soddisfatte per ottenere la fusione in laboratorio: altissima temperatura (dell'ordine di 150.000.000 °C, tenendo conto che non è possibile ottenere la gravità presente nel nucleo delle stelle, occorre aumentare la temperatura); sufficiente densità di particelle del plasma (per aumentare la probabilità che si verifichino le collisioni); tempo di confinamento sufficiente (per contenere il plasma, che ha una propensione a espandersi, in un volume definito).

A temperature estreme, gli elettroni sono separati dai nuclei ed il gas diventa un plasma spesso indicato come il quarto stato della materia. Il plasma da fusione fornisce l'ambiente in cui elementi leggeri possono fondersi e produrre energia.

2. Il Neutral Beam Test Facility

Per ottenere il riscaldamento del plasma fino alle altissime temperature previste per il progetto ITER, si utilizzano due sistemi di riscaldamento ausiliario, uno a radiofrequenza (RF) e l'altro a iniezione di *neutri*.

L'iniezione di fasci energetici di atomi neutri (fino a 1 MeV) sarà uno dei metodi primari utilizzati per riscaldare il plasma e per guidare la corrente di plasma all'interno di esso. Il progetto richiede per ogni linea fino a 16,5 MW di potenza. Inizialmente sono previste due linee per iniettare in direzione parallela alla direzione della corrente di plasma, e con la possibilità di eventuale aggiunta di una terza linea. Il design generale degli iniettori ha preso forma nel corso degli ultimi 17 anni, ed ora è basato su una sorgente di ioni negativi e un acceleratore elettrostatico derivato da acceleratori di ioni negativi sviluppati dalla Japan Atomic Energy Agency (JAEA), ora Agency for Quantum and Radiological Science and Technology (QST). Nel corso degli ultimi anni, il concetto di base del sistema è stato ulteriormente perfezionato e sviluppato.

Il progetto ITER richiede, quindi, un sistema di riscaldamento aggiuntivo rispetto ai sistemi a radiofrequenza, costituito da due iniettori di fascio neutro, ognuno in grado di fornire un'accelerazione di 1 MV ad un fascio di ioni negativi di deuterio di 40 A, fornendo al plasma una potenza di circa 17 MW per un'ora. Questi valori non sono mai stati sperimentalmente provati, pertanto è stato deciso di costruire una Test Facility. Tale Test Facility, denominata PRIMA (Padova Research on ITER Megavolt Accelerator) illustrata in figura 1, è in corso di costruzione a Padova e comprende una sorgente full-size di ioni negativi, SPIDER, ed un prototipo in scala uno a uno dell'iniettore di ITER, MITICA, con l'obiettivo di sviluppare e mettere a punto gli iniettori di riscaldamento da installare in ITER.



Figura 1. Il complesso di edifici di PRIMA che ospiterà i due esperimenti SPIDER e MITICA

L'impianto è realizzato con il contributo principale dell'Unione europea, attraverso l'Agenzia Europea per ITER (F4E, della Commissione Europea), ITER ed il Consorzio RFX che ospita l'impianto stesso. L'Agenzia del Giappone e l'Agenzia dell'India per ITER (JADA e INDA) partecipano alla realizzazione di PRIMA. Attualmente, è in corso l'assemblaggio dei vari componenti dell'impianto. Questa memoria offre una panoramica dello stato di sviluppo dei principali componenti di MITICA e di SPIDER; segue un'analisi dei problemi più critici, dal punto di vista dei componenti in pressione, e le soluzioni individuate.

3. Il progetto MITICA

MITICA è un prototipo scala 1:1 dell'iniettore a fascio neutro di ITER (vedi figura 2), identico ad ITER HNB, compreso il sistema di alimentazione e la linea di trasmissione ad alta tensione (vedi figura 3).

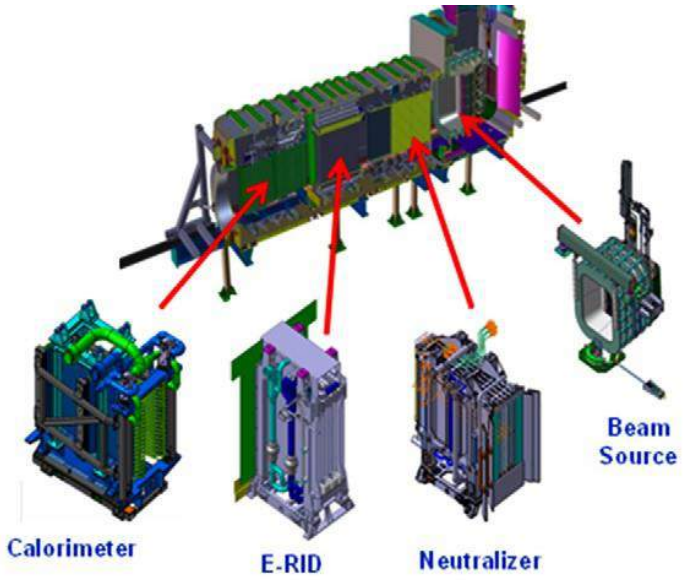


Figura 2. Sezione di MITICA

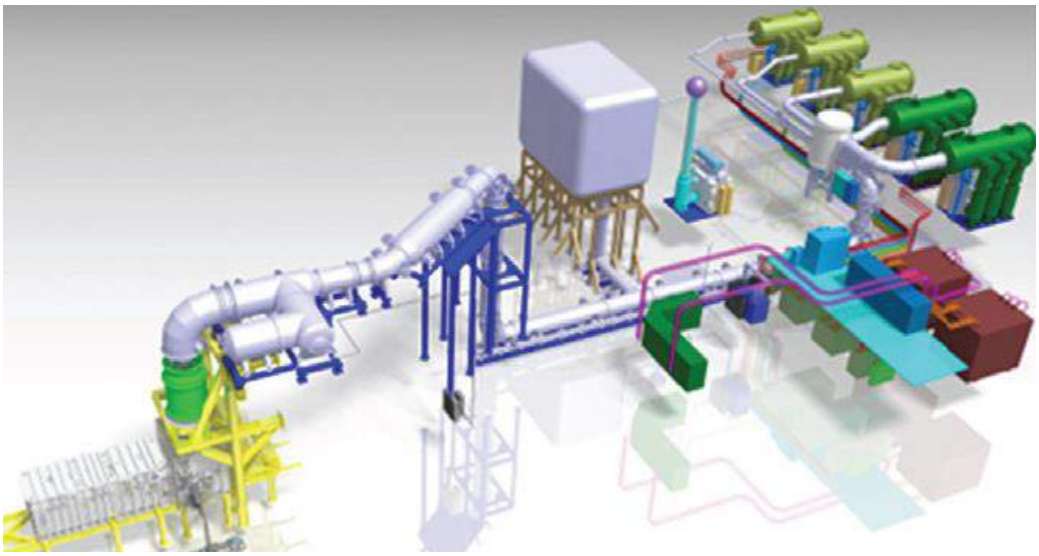


Figura 3. Prospetto generale di MITICA, compresa la Transmission Line

La sorgente del fascio MITICA, illustrata in figura 4 è la parte più complessa dell'iniettore; include una sorgente RF di ioni e l'acceleratore di particelle. La sorgente RF di ioni, posta nella parte posteriore della sorgente di fascio, è dedicata alla produzione di ioni negativi, operando con idrogeno o deuterio a 0,3 Pa. Una serie di griglie conduttrici (dimensioni 1600 × 600 mm^2, 10-17 mm di spessore e 1280 aperture), mantenute a differenti potenziali elettrici, costituiscono l'estrattore di ioni e acceleratore elettrostatico per produrre un fascio di ioni negativi di idrogeno a 46 A (o deuterio a 40 A) formato da 1280 fasci singoli. Gli ioni negativi disponibili nella sorgente di plasma (operante ad un potenziale elettrico negativo di circa 1000 kV per il funzionamento con D_2 e 870 kV per il funzionamento con H_2) vengono estratti attraverso lo spazio tra la griglia plasma (PG) e la griglia di estrazione (EG) e accelerati verso la griglia a massa (GG). Quattro griglie di accelerazione supplementari (AG1-AG4) a potenziale elettrico intermedio, situate tra l'EG ed il GG, costituiscono un acceleratore elettrostatico a 5 stadi.

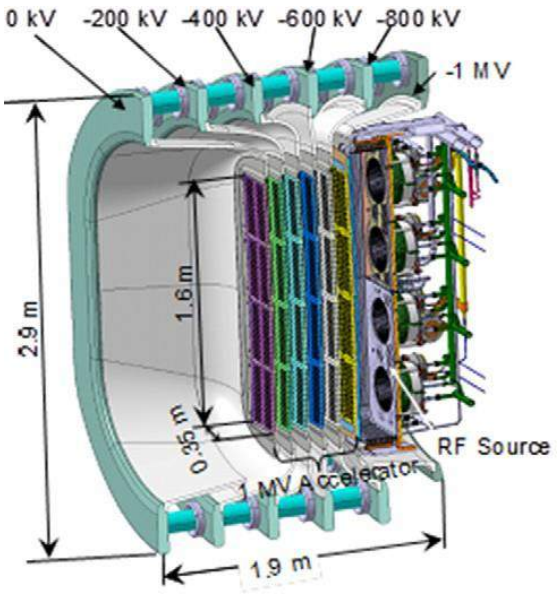


Figura 4. Sorgente di ioni di MITICA

Il fascio di ioni negativi risultante a 1 MeV D- o 870 keV H- attraverserà in successione il neutralizzatore, la cui funzione è quella di neutralizzare gli ioni ad alta energia e lo "scaricatore" degli ioni residui (E-RID), la cui funzione è quella di eliminare gli ioni ancora presenti nel fascio. All'uscita del E-RID il fascio completamente neutro e con una potenza di circa 17 MW, in MITICA, verrà intercettato da un calorimetro in grado di assorbire la potenza di 17MW per tutta la durata dell'impulso massimo e cioè fino a 3600 s, mentre in ITER verrà iniettato all'interno del tokamak.

Tutti i componenti dell'iniettore MITICA saranno contenuti in un recipiente sotto vuoto, in acciaio inox AISI 304 L, che è composto di due parti, il contenitore dei componenti Neutralizzatore, E-RID e Calorimetro (denominati "Beam Line Components"), denominato Beam Line Vessel (BLV); ed il contenitore della sorgente del fascio (BSV). Il BLV e il BSV saranno saldati insieme in loco per motivi di trasporto. Sono previsti diversi circuiti dell'acqua di raffreddamento per raffreddare attivamente i componenti della sorgente, rimuovendo una potenza totale di 10 MW e garantendo un accurato controllo della temperatura durante il funzionamento dell'iniettore.

Il neutralizzatore, il cui scopo è quello di neutralizzare gli ioni ad alta energia cedendo la carica a molecole di gas dello stesso tipo, è composto da 4 canali con pareti laterali raffreddate ad acqua tramite pannelli di rame che ricevono una potenza totale di fino a 5 MW. Gas D_2 o H_2 viene iniettato a metà percorso, lungo ciascun canale neutralizzante. L'efficienza di neutralizzazione è di circa il 60%, quindi una notevole quantità di ioni positivi e negativi devono essere filtrati a valle del neutralizzatore. Questa funzione è svolta da E-RID per effetto di un campo elettrico trasversale. L'E-RID è progettato per assorbire e rimuovere una potenza complessiva di circa 19 MW e di sopportare densità di potenza fino a 8 MW/m^2. Dati i carichi termici elevati applicati a questo componente e le conseguenti sollecitazioni termiche, i pannelli sono in lega CuCrZr.

Il calorimetro consiste di due pannelli in configurazione a V, il cui scopo è quello di assorbire l'energia del fascio neutro, fino a 18 MW.

Infine, due grandi crio-pompe saranno installate su entrambi i lati longitudinali della BLV. Ogni crio-pompa ha una superficie totale di 8 × 2,6 m. Un impianto criogenico produce elio a ≈5.5 K (temperatura media) che provvede a raffreddare i pannelli assorbenti criogenici *cryosorption delle pompe crio*. Le crio-pompe potranno garantire una portata di 4700 m^3/s in pompaggio di H_2.

La potenza elettrica di uscita dei sistemi di alimentazione dell'acceleratore di MITICA denominato AGPS (Acceleration Grid Power Supply) e della sorgente ionica ISEPS (Ion Source and Extractor Power Supply), viene trasmessa all'iniettore tramite una linea di trasmissione da 1 MV (TL), lunga più di 100 m. La linea è costituita da una tubazione in acciaio al carbonio contenente tutti i conduttori attivi e isolati da alta pressione del gas SF6 (pressione nominale di 6,5 bar, fino a 80°C). Nell'ultima parte, la TL ospita anche i tubi che trasportano l'acqua di raffreddamento alle reti di accelerazione e alla sorgente di ioni. La TL è collegata al recipiente attraverso un bushing HV che funge anche da barriera tra il gas in pressione contenuto nella TL ed il vessel. Esso è progettato per fornire una doppia barriera, un requisito fondamentale negli impianti nucleari come ITER.

MITICA ISEPS è un insieme di generatori di potenza, tra cui quattro generatori RF da 1 MHz e 200 kW ciascuno, che alimenta la sorgente ionica. ISEPS è contenuta in una gabbia di Faraday, denominata HVD1, isolata da terra fino a -1 MV ed alimentato attraverso un trasformatore di isolamento da -1 MV. La dimensione esterna del HVD1 è 12 × 8 × 10 m (L x W x H). Il HVD1 sarà alloggiato all'interno di una sala alta tensione di dimensioni appropriate (26 × 29 × 21,5 m dimensione interna) per garantire l'isolamento e verrà collegato alla TL tramite un bushing aria/gas posto sotto HVD1. La sala alta tensione

ospiterà anche il passante a 1MV del trasformatore di isolamento e verrà attraversata dalla linea di trasmissione installata all'interno di una fossa.

Infine, ci sono due ulteriori sistemi dedicati a MITICA:

a) un impianto criogenico in grado di produrre elio supercritico a 4.6 K per le pompe criogeniche ed elio gassoso a ≈80 K per gli schermi termici. Il sistema è in grado di rimuovere, in modalità pulse-on, fino a 800 W tramite i circuiti di elio supercritico e 17 kW attraverso i circuiti elio gassosi.

b) Un impianto di trattamento e stoccaggio di gas necessario per caricare e scaricare il gas SF6 dai componenti HV isolati in gas. È in grado di gestire e stoccare il gas SF6 necessario per isolare tutti i componenti ad alta tensione. La quantità totale di gas SF6 è dell'ordine delle 30 tonnellate.

4. Il Progetto SPIDER

SPIDER è il prototipo della sorgente di ioni negativi dell'HNB.

La Beam Source (BS) di SPIDER è progettata per accelerare il fascio fino a 100 kV con una potenza totale di 6 MW. La sorgente include: 8 antenne RF e una camera di espansione per produrre il plasma da cui vengono estratti gli ioni e una serie di griglie per l'estrazione e l'accelerazione del fascio di ioni negativi. Un campo magnetico, generato da una corrente di qualche kA, permette di aumentare la densità di corrente degli ioni negativi estratti. Le griglie ed i componenti principali sono attivamente raffreddati. SPIDER è inoltre provvisto di un "electron dump", costituito da più tubi metallici verticali opportunamente disposti in modo da assorbire la maggior parte della potenza associata agli elettroni in uscita dall'acceleratore. Una vista esplosa della sorgente SPIDER BEAM è mostrata in figura 5.

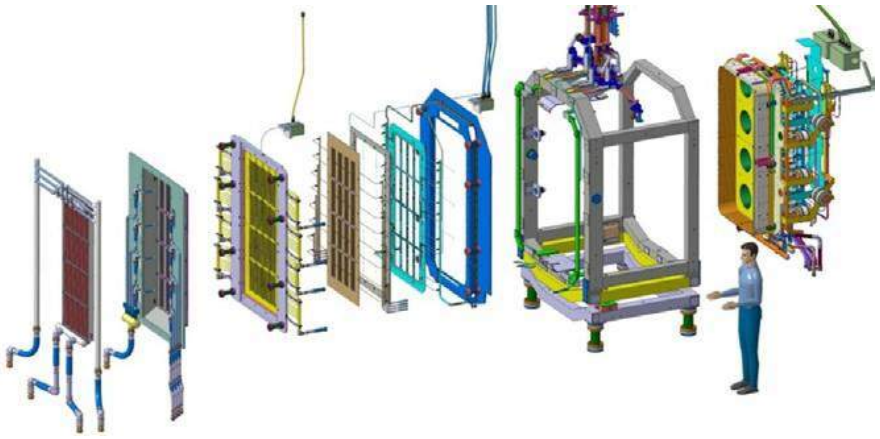


Figura 5. Sezione esplosa della SPIDER Beam Source

SPIDER sarà dotato di due calorimetri: il calorimetro raffreddato ad acqua e denominato Beam Dump (vedi figura 6), che permette di assorbire e rimuovere la potenza massima di 6 MW per una durata fino a 1 h, e strumentato con termocoppie per studiare l'uniformità del fascio a risoluzione relativamente bassa. Il calorimetro ad alta risoluzione ma non raffreddato, denominato Strike, che potrà essere utilizzato solo per impulsi di breve durata (<10 s). La sorgente e i due calorimetri saranno alloggiati all'interno di una camera a vuoto cilindrica in AISI 304L lunga circa 6 metri e 4 m di diametro. Il recipiente è costituito da due moduli cilindrici e due coperchi torosferici posti alle estremità (vedere figura 7). Le pareti

dei moduli e i coperchi sono dotati di numerose porte per consentire l'accesso sia per scopi diagnostici che per il collegamento delle linee di servizio.

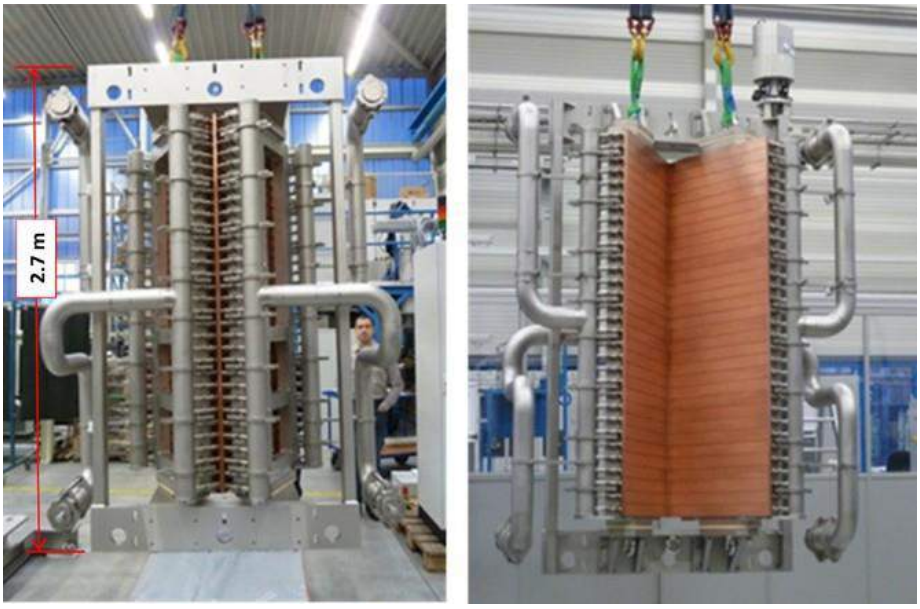


Figura 6. Calorimetro raffreddato ad acqua (Beam Dump)



Figura 7. Vacuum Vessel di SPIDER

I sistemi di alimentazione di SPIDER (PS) sono due, denominati AGPS e ISEPS. SPIDER ISEPS è identico a MITICA ISEPS. Esso è ospitato all'interno di una cabina schermata (gabbia di Faraday), denominata (HV Deck, HVD) isolata verso terra per 100 kV ed alimentata tramite un trasformatore di isolamento. L'HVD è collegato attraverso una linea di trasmissione isolata in aria (TL) al vessel. L'AGPS è un generatore di alta tensione continua di 96 kV e 71 A ed alimenta la coppia di griglie di accelerazione.

SPIDER non è dotato di recipienti a pressione ricadenti nel campo di applicazione del decreto ministeriale 1 dicembre 1980.

5. Problemi e soluzioni

Ciò che rende unica la realizzazione di questo progetto sono il voltaggio e la potenza molto elevati, con funzionamento in corrente continua, i problemi di fisica ed ingegneria legati alla generazione del fascio e alcuni problemi tecnologici specifici dovuti a condizioni di lavoro termo-meccaniche ed elettriche molto pesanti. Questi requisiti, essendo molto gravosi, richiedono continui studi in tutte le fasi di realizzazione, dalla progettazione concettuale alla messa in servizio.

Diversi miglioramenti sono stati introdotti nella progettazione di MITICA per la soluzione delle criticità connesse con la realizzazione della sorgente di ioni negativi e dell'acceleratore, problemi emersi nel corso delle analisi dettagliate o in relazione ai più recenti risultati ottenuti dai dispositivi sperimentali operanti nei laboratori di IPP e di JAEA (centri di ricerca sulla fusione presenti rispettivamente in Germania ed in Giappone). I miglioramenti consentiranno tra l'altro una sostanziale riduzione del carico termico sulle griglie, che dovrebbe rimanere al di sotto dei limiti accettabili per il funzionamento a impulsi lunghi (3600 s) e garantire la durata a fatica delle griglie (50.000 cicli on/off).

Il mantenimento della tensione nell'acceleratore del fascio di ITER e MITICA è riconosciuto come uno dei problemi più critici. Infatti, i complessi sistemi di estrazione e accelerazione, formati da elettrodi polarizzati a differenti potenziali, devono operare in vuoto o in gas a bassa pressione, in regime impulsivo con durate anche molto elevate (fino a 3600 s) e con correnti ioniche elevate (40A).

Per quanto riguarda gli aspetti tecnologici legati alla costruzione dei componenti, devono essere affrontati problemi di natura diversa. Nel seguito si mettono in evidenza le soluzioni adottate.

Gli isolatori in allumina pura utilizzati nelle sorgenti di SPIDER e MITICA sono componenti critici che richiedono una progettazione accurata, verifiche, prototipazione e prove di qualificazione dedicate prima della produzione.

Gli isolatori della sorgente di MITICA, necessari a sostenere le griglie di accelerazione, oltre ad una funzione meccanica hanno anche una funzione elettrica. Per tale ragione tra ciascuna coppia di griglie e stato previsto un insieme di 18 isolatori cilindrici uniformemente distribuiti che consente di trasferire il peso delle griglie fino alla struttura di supporto garantendo nel contempo l'isolamento elettrico di 200kV tra ciascuna coppia. Ogni isolatore (vedi figura 8) è realizzato in allumina C799 ad elevata purezza. Le flange di acciaio inossidabile sono fissate al cilindro di allumina mediante viti M16 direttamente serrate sui fori filettati nell'allumina.

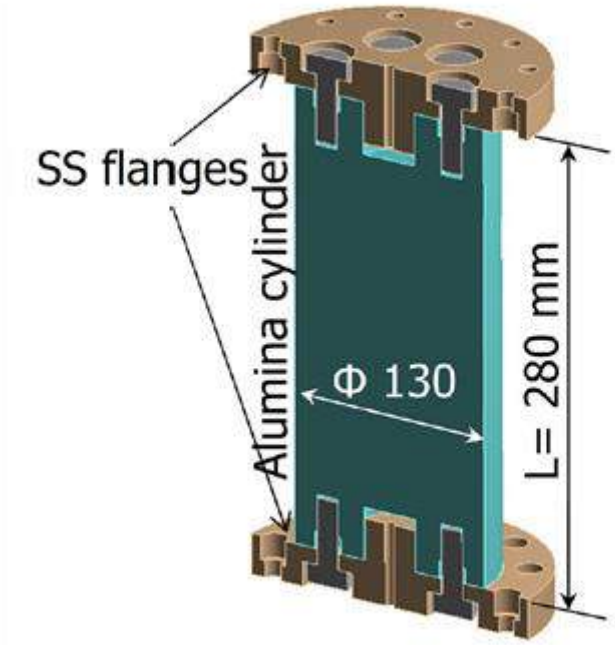


Figura 8. Sezione della configurazione tipica del post-isolatore da 200KV

I post-isolatori sono sottoposti a forze indotte dal peso (~ 20 t) relativamente elevate, tenendo in considerazione, in fase di progettazione, i carichi sismici che agiscono sull'intero sistema.

Per la definizione delle prove meccaniche è stata identificata e adottata la configurazione di carico più impegnativo per gli isolatori. Il sistema di carico e l'apparecchiatura di prova corrispondente sono mostrati in figura 9.

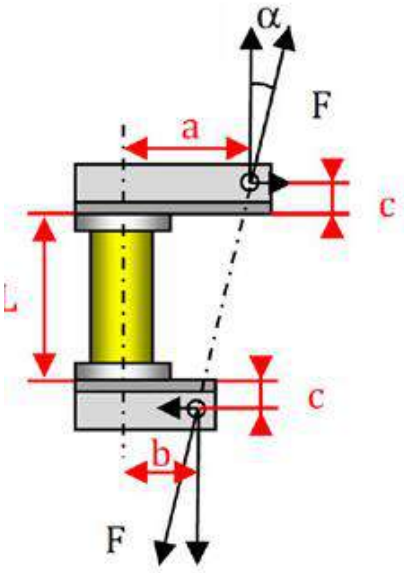


Figura 9. Schema di carico per le prove meccaniche sugli isolatori

Gli isolatori di SPIDER in allumina, con una tensione di prova massima di 140 kV, sono simili a quelli MITICA, con dimensioni leggermente ridotte (max diametro 110 mm), date le forze applicate molto inferiori e la tensione di isolamento di 140kV anziché 240kV.

Sia sugli isolatori di SPIDER che di MITICA sono state effettuate diverse prove meccaniche ed elettriche. I risultati ottenuti sui prototipi degli isolatori hanno mostrato che la produzione di isolatori aventi tali dimensioni richiede una accurata scelta del materiale di base (polveri di allumina) e un processo di sinterizzazione ottimizzato e ben controllato, poiché il restringimento differenziale periferico e centrale del cilindro può generare elevate tensioni residue nel materiale.

Gli isolatori SPIDER sono stati prodotti in allumina C795 (Al_2O_3 pura al 96%), con un tenore elevato di fase vetrosa e un processo di sinterizzazione correttamente ottimizzato. Le prove elettriche su tutti gli isolatori in ceramica sono state effettuate applicando 140 kV dc per più di 3 ore senza alcun malfunzionamento.

Sono state condotte prove di compressione sull'isolatore con un carico di compressione superiore a 100 kN, senza alcun danno strutturale. I prototipi degli isolatori posti tra griglia e terra e tra sorgente del fascio e griglie di estrazione sono stati provati con specifici e test di flessione e di taglio, ottenendo esiti positivi.

Gli isolatori di MITICA, basati sulla struttura cilindrica originale, hanno raggiunto le prestazioni elettriche richieste, ma hanno dimostrato una resistenza meccanica limitata, a causa della mancanza di omogeneità dell'allumina e della presenza di sollecitazioni termiche residue.

Viceversa, gli isolatori a cilindro cavo hanno mostrato un buon comportamento meccanico, ma ridotta capacità di tenuta della tensione, a causa del verificarsi di micro scariche e rilascio di gas rilevante all'interno di volumi di vuoto relativamente piccoli (0,27 l).

Infine la configurazione scelta è ottenuta come compromesso dalle due configurazioni precedentemente descritte. E' costituita da un cilindro cavo, in grado di garantire la tenuta meccanica, in cui la parte cava è stata riempita con un materiale isolante compatibile con il vuoto ma che non ha funzioni meccaniche, il Vespel®. Prototipi di tale soluzione sono stati testati ed hanno tutti superato positivamente i test.

6. Applicazione del DM. 01/12/1980

Come è noto gran parte dell'impianto in questione rientra nel campo di applicazione del decreto 1 dicembre 1980, recante disposizione per la fabbricazione di contenitori in pressione contenenti parti elettriche attive.

Tutto l'impianto è stato sottoposto alla procedura di certificazione prevista da tale decreto, che dovrebbe concludersi nei prossimi mesi.

Il decreto in questione fa riferimento alle Raccolte ISPESL, in particolare la Raccolta VSR, la Raccolta M e la Raccolta S, nell'ultima edizione disponibile. È stata quindi valutata l'applicabilità della Raccolta M all'allumina, nelle versioni citate, ma la Raccolta M fornisce requisiti non riscontrabili in tale materiale e soprattutto sono previsti test non attuabili.

È stato però verificato che la barriera fra parti pressurizzate e non, è collocata a monte di tale isolatore, in particolare in una parte isolata tramite resine epossidiche. Per questi materiali le disposizioni applicabili sono quelle delle schede di accettazione, oltre alle norme di prodotto, pertanto è stato possibile procedere con le prove e iniziare l'iter per la certificazione finale.

7. L’accordo di collaborazione Consorzio RFX – INAIL

La fase di costruzione dei componenti in alta tensione di MITICA sta per essere ultimata in Giappone.

Terminata questa fase, presumibilmente entro il 2016, i componenti trasferiti in Italia sono installati nell’impianto di Padova, gestito dal Consorzio RFX. Attualmente il Consorzio sta seguendo i lavori di installazione, attività iniziata a Dicembre 2015 con l’arrivo dal Giappone dei primi componenti, e successivamente passerà alla fase di collaudo e messa in servizio sino all’avvio della fase sperimentale.

Il coinvolgimento dell’INAIL in tale progetto costituisce un riconoscimento della competenza ad oggi maturata dall’Istituto nel settore. Per altro il ruolo dell'INAIL è strettamente connesso con la funzione istituzionale di punto di riferimento per la sicurezza sul lavoro, con particolare riguardo alle condizioni degli addetti ai lavori, ovvero gli addetti alla gestione dell'impianto.

Le prime collaborazioni sono iniziate nel 2005, nell'ambito del Consiglio Europeo di Ricerca sulle Attrezzature a Pressione (EPERC), di cui INAIL, tramite il referente scientifico di questo progetto, è oggi Vice Presidente.

L’accordo di collaborazione è finalizzato principalmente allo studio, alla ricerca e sviluppo ed alla sperimentazione dell'utilizzazione in sicurezza del Neutral Beam Test Facility.

Tale collaborazione rappresenta per i ricercatori dell'Istituto una straordinaria occasione di aggiornamento, data la specificità delle attrezzature utilizzate, oltre ad essere funzionale per il progetto, che necessita di un interlocutore tradizionalmente competente nella verifica delle attrezzature a pressione. Si tratta, infatti, di installazioni uniche sul territorio nazionale e di cui esistono pochi esemplari al mondo.

In relazione alla missione istituzionale dell’INAIL, l’accordo di collaborazione tra l’INAIL ed il Consorzio RFX riguarda:

- problematiche relative alla "sicurezza sul lavoro", incluse le misure generali di tutela ed ogni altro aspetto regolato dalla normativa nazionale di settore, focalizzando l'attenzione sulle problematiche di sicurezza correlate con questa specifica attività;
- utilizzo delle attrezzature di lavoro, di cui all'allegato VII del D.Lgs. n.81/2008, del D.M. 11/04/2011 ed altre rientranti in normative nazionali diverse (ad esempio per sollevamento persone);
- utilizzo delle attrezzature a pressione, di cui al D.Lgs. 93/2000 (direttiva PED), al D.M. 329/2004, allo stesso DM. 11/04/2011.

Per quanto riguarda le attrezzature a pressione contenenti parti elettriche attive, l’accordo di collaborazione in oggetto, permetterebbe di sviluppare procedure specifiche, innovative rispetto alla normativa vigente, inclusa un’analisi dei rischi completa, non prevista dal DM. 01/12/1980 riguardante i rischi pressione e temperatura. In particolare:

- Dispositivi e accessori di sicurezza dedicati;
- Verifica dei contenitori funzionanti a pressioni inferiori alla pressione atmosferica (contenitori sotto-vuoto, con pressione relativa -1 bar, contenenti parti elettriche attive);
- Attrezzature a pressione che non rientrano nel campo di applicazione del DM 1 dicembre 1980, sia pur inserite nello stesso impianto;
- Installazioni accessorie pressurizzate con fluidi diversi dall'esafluoruro di zolfo (SF6).

L’attività prevista nell’accordo ha una durata di tre 3 anni, rinnovabile.

Allo stato è già iniziata una collaborazione per definire i dispositivi di sicurezza da installare sui componenti pressurizzati ad alta tensione, come la Transmission Line (TL), l'High Voltage Bushing (HVBg) ecc. Successivamente è stata avviata un'attività di review inerente il documento per la valutazione del rischio sismico.

8. Conclusioni

Sono stati compiuti progressi sostanziali nella realizzazione della Neutral Beam Test Facility. Edifici ed impianti ausiliari di PRIMA sono stati completati. L'installazione di impianti comuni ai due esperimenti quali impianto di raffreddamento ed impianto da vuoto ed immissione gas sono in fase di completamento e collaudo. Gli impianti sperimentali di SPIDER: Vessel, HVD, linea di trasmissione, sistemi di alimentazione ISEPS e AGPS, controllo e protezione sono in fase di completamento e sono iniziate le fasi di collaudo e messa in servizio. La sorgente ionica, che costituisce il cuore del sistema, è in fase di assemblaggio presso la ditta costruttrice e verrà installata nel 2017. Il progetto di tutti i componenti e sistemi di MITICA si è concluso. Quasi tutte le gare di fornitura europea sono state assegnate ed alcuni componenti sono in fase di realizzazione presso i fornitori. Per quanto riguarda i componenti in alta tensione di fornitura giapponese, la loro realizzazione e collaudo in fabbrica è pressoché conclusa, mentre la fase di installazione dei primi componenti, vale a dire TL e HV Power Supply ha avuto inizio nel mese di dicembre 2015 e continuerà fino a metà del 2017. La messa in servizio integrata e la prima fase sperimentale seguirà, dopo il completamento dell'impianto.

Criticità sono state affrontate per finire il progetto dell'iniettore MITICA e specifici piani R&D che richiedono lo sviluppo di nuovi codici, sono stati lanciati per affrontare le criticità residue, con risultati efficaci. È stato raggiunto un progresso significativo nella soluzione di alcuni problemi tecnologici.

Infine è stato avviato un accordo di collaborazione tra RFX ed INAIL per conseguire obiettivi comuni di ricerca, con particolare riguardo all'attuazione di misure specifiche di sicurezza per il Neutral Beam Test Facility.

9. Bibliografia

[1] Toigo V et al. Progress in the realization of the PRIMA Neutral Beam Test Facility. *Nuclear Fusion* (ed. IAEA). 2015;55.

[2] Watanabe K et al. Design of a −1MV dc UHV power supply for ITER NBI. Nuclear Fusion. International Atomic Energy Agency. Vienna. 2009;49.

[3] Grisham LR et al. Recent improvements to the ITER neutral beam system design. Elsevier. Fusion Engineering and Design. 2012;87:1805-1815.

[4] Umeda N, Taniguchi M, Kashiwagi M, Dairaku M, Hanada M, Tobari H, Watanabe K, Sakamoto K, Inoue T. Development of 1MeV accelerator and HV bushing at JAEA toward ITER Neutral Beam System. Elsevier. Fusion Engineering and Design. 2009;84:1875-1880.

[5] Sonato P et al. The ITER full size plasma source device design. Elsevier. Fusion Engineering and Design. 2009;84:1875-1880.

[6] Sonato P et al. Status of PRIMA, the test facility for ITER neutral beam injectors. Atti del Convegno *American Institute of Physics, Third International Symposium On Negative Ions, Beams And Sources*. Jyväskylä, Finlandia, 3-7 Settembre 2012.

[7] Decreto ministeriale 1 dicembre 1980, Disciplina dei contenitori a pressione di gas con membrature miste di materiale isolante e di materiale metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche (G.U. 11 febbraio 1981, n. 40)

[8] Decreto ministeriale 10 settembre 1981 Modificazioni al decreto ministeriale 1° dicembre 1980, relativo alla "disciplina dei contenitori a pressione di gas con membrature miste di materiale isolante e di materiale metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche" (G.U. 16 ottobre 1981, n. 285).

Studio dei meccanismi di evoluzione della microstruttura dell'acciaio grado 91

A. Alvino*, A. Antonini*, D. Lega*, L. Ricciardi*, A. Tonti*

*Inail - DIT

Abstract

In questa memoria viene presentato uno studio dei principali meccanismi che determinano l'evoluzione della microstruttura dell'acciaio ad alto Cr grado 91 esercito in regime di scorrimento viscoso. In particolare è stato esaminato l'effetto della temperatura e del tempo sulla composizione e dimensioni delle seconde fasi analizzando (mediante microscopia ottica, elettronica a scansione ed in trasmissione) provini invecchiati in forno alle temperature di 550°C, 600°C e 650°C per un massimo di 50.000 ore. I dati ottenuti sono stati confrontati e discussi con quanto già presente in letteratura. E' stato inoltre valutato l'effetto della tensione sull'evoluzione della microstruttura, esaminando in microscopia elettronica campioni derivanti da prove di scorrimento viscoso eseguite con la tecnica dello small punch su un campioni di materiale esercito, proveniente da un impianto di reforming (temperatura di 580°C pressione compresa fra 19 e 25 bar, 116.000 ore di servizio). E' stato infine studiato un campione di materiale proveniente da un tubo facente parte di un impianto per la produzione dell'energia a carbone e sottoposto ad una pressione significativa (temperatura di 605°C, pressione 252 bar, 42.800 ore).
In generale, nei campioni invecchiati la popolazione dei carbonitruri MX permane abbastanza stabile, l'accrescimento dei carburi di Cr $M_{23}C_6$ è costante ma contenuto, mentre significativa è la precipitazione e l'accrescimento della fase di Laves, che raggiunge dimensioni sub-micrometriche. Nei campioni esercitati sottoposti a prove di creep a rottura tramite small punch test si osserva invece una contrazione delle dimensioni della fase di Laves rispetto a quanto rilevato prima di iniziare il test stesso. Anche il campione esercito alla pressione di 252 bar presenta un fenomeno simile. E' ipotizzabile pertanto che, dove agisce una tensione, l'incremento della deformazione nelle ultime fasi della vita spesa possa stimolare la nucleazione di nuove particelle, determinando così un riassestamento della distribuzione dimensionale delle stesse.

Introduzione

Gli acciai gr.91 sono stati sviluppati intorno agli anni '70-'80 e costituiscono uno dei materiali più usati negli impianti ultra super critici USC con temperature fino a 600°C e pressioni fino a 300 bar. Tali acciai costituiscono una modificazione degli acciai pre-esistenti (grado 9) per l'aggiunta di elementi di lega quali Nb, V ed N. Le buone proprietà meccaniche sono determinate da una microstruttura costituita da martensite rinvenuta con una fine precipitazione di carburi e carbonitruri. Riconosciuti dall'ASME nel 1983 per le tubazioni e nel 1984 per le caldaie, negli scorsi 25-30 anni sono stati utilizzati soprattutto negli USA e in Giappone; solo negli ultimi 15 anni hanno avuto una certa diffusione anche in Europa dove, pertanto, l'esperienza di esercizio è ancora piuttosto limitata. E' importante valutare le condizioni del materiale e la vita residua per un uso a lungo termine negli impianti di produzione dell'energia. I meccanismi di degrado per gli acciai gr.91 sono piuttosto diversi da quelli manifestati dagli acciai basso legati precedentemente in uso e le tecniche convenzionali per la valutazione della vita residua appaiono inadeguate. Negli ultimi 15-20 anni sono stati realizzati numerosi studi sull'evoluzione della microstruttura ed i meccanismi di danneggiamento. La microstruttura, costituita da martensite rinvenuta e

carburi finemente dispersi, viene ottenuta dopo un preciso trattamento termico di normalizzazione e rinvenimento. A seguito della normalizzazione si forma martensite mentre durante il rinvenimento si riduce il numero delle dislocazioni, si forma il sottograno ferritico e si realizza la fine dispersione dei precipitati, costituiti da carburi di Cr del tipo $M_{23}C_6$ (M = Cr,Mo,Fe,Mn,V) e carbonitruri MX (M = Nb,V; X = C,N). Durante l'esercizio intervengono delle importanti modificazioni nella matrice che riducono la resistenza a scorrimento viscoso quali la diminuzione della frazione volumica con aumento delle dimensioni dei carburi di Cr $M_{23}C_6$, il "recovery" della martensite e la precipitazione ed accrescimento di nuove fasi (Laves e Z). Quest'ultimo fenomeno, in particolare,riveste una notevole importanza. La fase di Laves è un intermetallico non presente nella microstruttura iniziale che precipita nel corso dell'esercizio. La sua composizione chimica media è Fe_2Mo, Fe_2W, $(Fe/Cr)_2(W,Mo)$ con presenza di Si e P. Le fasi di Laves si trovano soprattutto lungo i bordi del grano austenitico e si sviluppano a ridosso dei carburi di Cr $M_{23}C_6$. La fase Z è anch'essa una fase secondaria non presente nella microstruttura iniziale. La composizione chimica è CrNbN o Cr(Nb,V)N e si forma, durante la vita in servizio in conseguenza della diffusione del Cr all'interno dei carbonitruri MX con trasformazione del reticolo di questi ultimi da cubico a tetragonale. Carbonitruri MX arricchiti in Cr sono denominati particelle ibride, precursori della fase Z. Tali particelle ibride sono costituite da una regione interna con una composizione chimica tipica dei carburi MX (Nb+V>70%), e una regione più esterna con una composizione chimica vicina a quella di una fase Z (Fe+Cr≈V+Nb, con 30<Fe+Cr<40).
Allo scopo di valutare le modificazioni microstrutturali che intervengono negli acciai ad alto Cr l'Inail ha realizzato in collaborazione con il CSM un atlante delle microstrutture dell'acciaio gr.91 sottoposto a prove di invecchiamento: in particolare è stato monitorato l'effetto della temperatura e del tempo sia sull'evoluzione morfologica della microstruttura e sia sulla composizione e dimensioni delle seconde fasi. Un'attenzione particolare è stata rivolta alla formazione ed accrescimento della fase Z. Il meccanismo di danneggiamento per scorrimento viscoso è costituito prevalentemente dallo scorrimento delle dislocazioni, fenomeno che aumenta significativamente nel corso dell'esercizio in relazione alla diminuzione della frazione volumica dei precipitati, all'aumento delle loro dimensioni ed alla riduzione degli elementi di lega in soluzione solida. Appare quindi molto importante valutare l'evoluzione della frazione volumica e del diametro medio dei precipitati per determinare la resistenza allo scorrimento viscoso di questa classe di acciai. [1-8] In questa memoria viene presentato uno studio del danneggiamento microstrutturale dell'acciaio gr.91 effettuato sia su provini invecchiati che su campioni provenienti dall' esercizio.

Materiali e metodi

Le prove di invecchiamento e l'analisi microstrutturale dei campioni invecchiati sono state eseguite presso i laboratori del CSM Centro Sviluppo Materiali di Roma; le condizioni di invecchiamento realizzate sono riportate in tabella 1.

T (°C)	Durata delle prove di invecchiamento (ore)								
550	5.000	10.000	20.000	30.000	35.000	40.000			
600	3.000	5.000	10.000	21.000	30.000	35.000	40.000	45.000	50.000
650	3.000	5.000	10.000	21.000	30.000	35.000	40.000	45.000	50.000

Tabella 1. Temperatura in °C e durata in ore delle prove sperimentali di invecchiamento realizzate

La caratterizzazione microstrutturale dei campioni invecchiati è stata realizzata con microscopio ottico Leica Reichter, programma di analisi di immagine Image Pro Plus e microscopio elettronico a scansione SEM Jeol JSM 6480. E' stata inoltre effettuata un analisi delle seconde fasi presenti su replica estrattiva mediante microscopio elettronico a trasmissione TEM-FEG Jeol 3200 FS. [7]
Per quanto riguarda i campioni provenienti da impianto le condizioni di esercizio sono state le seguenti:

1. Tubazione gr.91 esercita in un impianto di reforming ciclico per 116.000 ore, alla temperatura di 580°C, e con una pressione compresa nell'intervallo 19-26 bar. Il fluido di processo era costituito da nafta e idrogeno.
2. Tubazione gr.91 esercita alla temperatura di 605°C ed alla pressione di 252 bar per 42.800 ore in un impianto di produzione di energia da carbone. Il fluido di processo era costituito da vapore.

La caratterizzazione microstrutturale dei campioni provenienti dall'esercizio è stata realizzata presso i laboratori dell'Inail. I campioni metallografici sono stati preparati in automatico con tagliatrice di precisione Buehler Isomet 400, inglobatrice a caldo Buehler Simplimet 400 e lucidatrice Buehler Phoenix Beta. Le indagini in microscopia ottica sono state realizzate con microscopio ottico Nikon Eclipse ME600 su campioni attaccati con reattivo di Vilella. Le analisi in microscopia elettronica sono state effettuate con microscopio elettronico ad emissione di campo Zeiss Ultra Plus e microsonda EDX Inca 250 X-MAX 50. Per l'analisi dimensionale delle seconde fasi è stato utilizzato il programma di analisi di immagine Scandium. Inoltre sono state effettuate misure di micro-durezza con microdurometro manuale Leitz. Le analisi DRX dei residui estratti previa dissoluzione elettrolitica della matrice sono state effettuate con diffrattometro Panalytical X'pert Pro dotato di rivelatore X celerator. Inoltre sono state eseguite prove di scorrimento viscoso fino a rottura sul campione esercito di cui al punto 1 mediante macchina small punch SPUTT 500 con carico pari a 480N e temperatura 580°C. Le analisi chimiche sono state eseguite con analizzatore simultaneo ad emissione ottica Thermofisher 3460.

Risultati e Discussione

Nella tabella seguente (tab. 2) sono riportati i risultati delle analisi chimiche dei campioni sottoposti a prove di invecchiamento (T/P91) e dei campioni provenienti dall'esercizio (ex service 1 e 2) in confronto con la norma tecnica ASTM A213[9].

	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Nb	V	Ti	Ni	N
ASTM A213	0.07-0.14	0.20-0.50	0.30-0.60	0.020 max	0.010 max	8.00-9.50	0.85-1.05	0.06-0.10	0.18-0.25	0.01 max	0.40 max	0.03-0.07
T/P 91	0.114	0.25	0.32	<0.005	<0.005	8.39	0.87	0.07	0.21	<0.005	0.17	0.037
ex-service 1	0.115	0.37	0.35	0.012	0.006	8.4	0.96	0.087	0.196	0.006	0.084	0,053
ex-service 2	0,099	0,38	0,42	0,014	0,007	8,9	0,96	0,082	0,246	0,001	0,28	ND

Tabella 2. Composizione chimica in % in peso del campione di acciaio gr.91 sottoposto a prove di invecchiamento (T/P 91) e dei campioni provenienti dall'esercizio (ex service 1 e 2) in confronto con la norma tecnica ASTM A213.

La microstruttura del campione sottoposto a prove di invecchiamento, T/P 91, è costituita da martensite rinvenuta decorata con precipitati costituiti da carburi di Cr $M_{23}C_6$, distribuiti prevalentemente al bordo del grano austenitico ed aventi un diamentro medio pari a 145 nm, e carbonitruri MX, distribuiti prevalentemente all'interno della matrice ed aventi un

diametro medio pari a 48 nm [7]. Le prime indicazioni di una modificazione della microstruttura si ottengono mediamente dopo circa 5-10.000 ore di invecchiamento con la precipitazione della fase di Laves che nuclea e si accresce all'interno dei carburi di Cr situati a ridosso del grano austenitico. Nelle tabelle seguenti (tabelle. 3, 4 e 5) sono mostrati i dati relativi al diametro medio ed alla frequenza numerica relativa percentuale F delle principali famiglie di precipitati, le indagini sono state eseguite mediante analisi TEM su replica estrattiva.

D nm	Tempi di invecchiamento a 550°C						F %	Tempi di invecchiamento a 550°C					
	t0	5000	10000	20000	30000	40000		t0	5000	10000	20000	30000	40000
M23C6	145	123	274	167	133	174	M23C6	49	53	56	43	45	39
MX	48	37	62	45	43,6	39,2	MX	51	47	20,6	45	49	49
Laves			327	333	203	347	Laves			17,6	12	6	11
ibride			41,7		72		ibride			5,9		0,4	

Tabella 3. Diametro medio D e frazione areale percentuale FA delle diverse popolazioni di precipitati riscontrate alla temperatura di 550°C per diversi tempi di invecchiamento, fino ad un massimo di 40.000 ore, mediante analisi TEM su replica estrattiva.

D nm	Tempi di invecchiamento a 600°C						F %	Tempi di invecchiamento a 600°C					
	t0	5000	10000	25000	40000	50000		t0	5000	10000	25000	40000	50000
M23C6	145	117	245	289	150	185	M23C6	49	54	55	49	35	31
MX	48	47	43	40	54	45	MX	51	34	23	31	62	57
Laves	-	126	517	528	383	448	Laves	-	12	14	11,2	3	11
ibride	-	-	102	33,7	150	-	ibride	-	-	8	8,5	1,3	-

Tabella 4. Diametro medio D e frazione areale percentuale FA delle diverse popolazioni di precipitati riscontrate alla temperatura di 600°C per diversi tempi di invecchiamento, fino ad un massimo di 50.000 ore, mediante analisi TEM su replica estrattiva.

D nm	Tempi di invecchiamento a 650°C						F %	Tempi di invecchiamento a 650°C					
	t0	5000	10000	25000	40000	50000		t0	5000	10000	25000	40000	50000
M23C6	145	128	166	234	206	166	M23C6	49	50	53	50	45	34
MX	48	43	40	60	59	45	MX	51	50	46	48	53	64
Laves	-				850		Laves	-				1	
ibride	-		115		137		ibride	-		1		2	
Z				414			Z				2		

Tabella 5. Diametro medio D e frazione areale percentuale FA delle diverse popolazioni di precipitati riscontrate alla temperatura di 650°C per diversi tempi di invecchiamento, fino ad un massimo di 50.000 hr, mediante analisi TEM su replica estrattiva.

E' stato possibile eseguire l'analisi dimensionale delle fasi di Laves anche con analisi SEM /AIA su campioni massivi. I risultati ottenuti derivano dall'analisi di un numero maggiore di campi e di particelle e sono mostrati nella figura seguente (figura 1) in confronto con i dati presenti in letteratura. Nella stessa figura inoltre è presentato l'andamento della frazione areale F_A. I dati relativi all'evoluzione dimensionale degli $M_{23}C_6$ e degli MX presentati nelle tabelle 2-4 sono mostrati nelle figure 2 e 3 in relazione a quanto presente in letteratura [10-13].

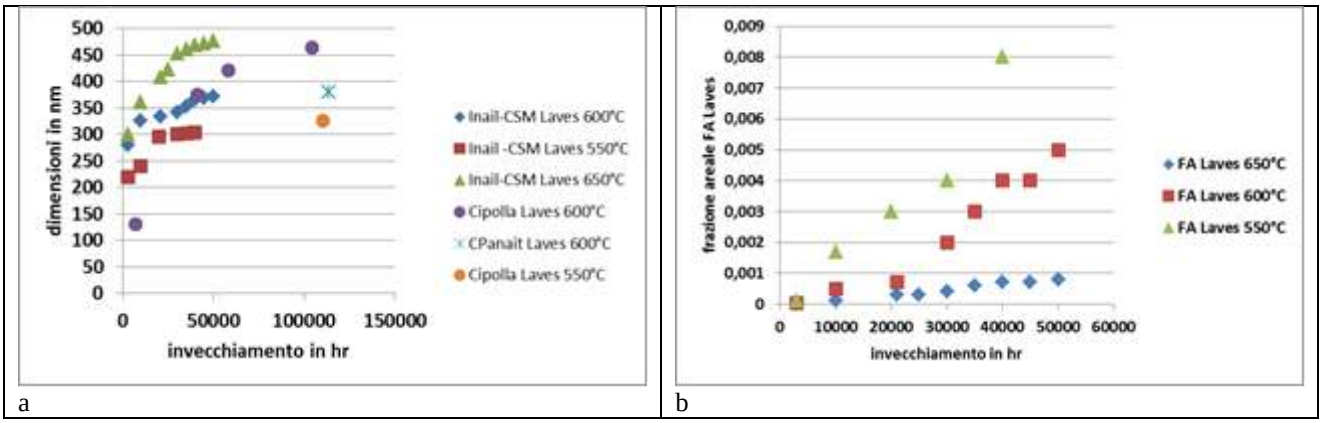


Figura 1. Evoluzione della dimensione (1a) e della frazione areale (1b) delle fasi di Laves su campioni di acciaio gr. 91 (T/P 91) sottoposti a prove di invecchiamento alle temperature di 550°C, 600°C, 650°C in confronto con i dati presenti in letteratura.

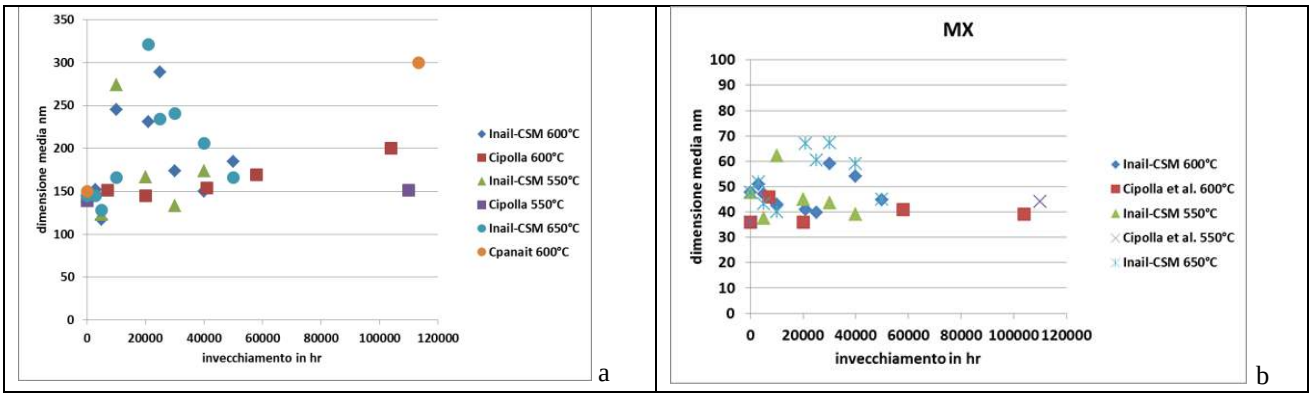
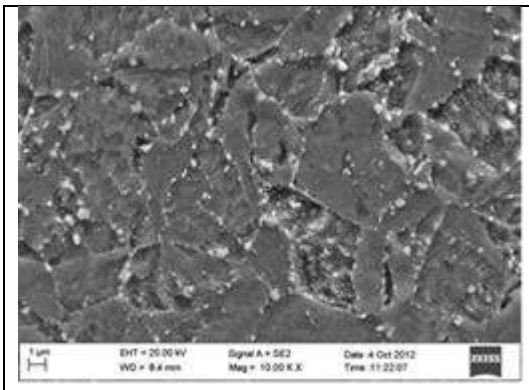


Figura 2. Evoluzione dimensionale dei carburi di Cr M23C6 (a) e dei carbonitruri MX (b) su campioni di acciaio gr.91 (T/P 91) sottoposti a prove di invecchiamento alle temperature di 550°C, 600°C, 650°C in confronto con i dati presenti in letteratura.

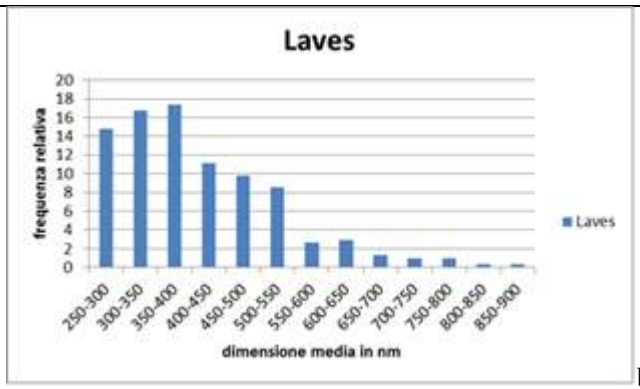
L'analisi effettuata mette in luce come la nucleazione e crescita della fase di Laves costituisca un importante fenomeno di degrado microstrutturale dell'acciaio gr.91 e come sia rilevante sia l'effetto del tempo di invecchiamento che quello della temperatura sull'evoluzione di tale fase. Infatti la velocità di accrescimento aumenta all'aumentare della temperatura. In particolare la fase di Laves nuclea dopo le prime 5-10.000 ore di invecchiamento a seconda della temperatura e cresce fino a raggiungere la dimensione di 300-450 nm dopo circa 30-40.000 ore. Particelle di tali dimensioni possono diventare dei siti di concentrazione dello stress dove più facilmente possono nucleare e crescere le cavità [14]. Lee et al. hanno studiato il meccanismo di frattura di un acciaio gr.92 sottoposto a prove di creep a rottura ed hanno osservato che le fasi di Laves di grosse dimensioni situate a ridosso dei PAGB (prior austenitic grain boundaries) costituiscono dei siti preferenziali di formazione delle cavità [23]. I dati Inail-CSM, in linea generale, si

accordano con quanto già rilevato in letteratura. Per la popolazione di carburi $M_{23}C_6$ tali dati risultano dispersi, tuttavia è possibile ipotizzare una moderata tendenza all'accrescimento nelle prime 10.000 ore con a seguire una riduzione delle dimensioni in concomitanza con la formazione e crescita della fase di Laves, la quale come è noto nasce e si sviluppa all'interno dei carburi di Cr, ed un successivo modesto accrescimento. I dati a 600°C con tempi di invecchiamento pari a 40.000-50.000 ore sono vicini a quanto rilevato da Cipolla [10]. In linea generale i dati presenti in letteratura forniscono un esito finale uniforme, il fenomeno di accrescimento di questa popolazione di carburi per azione della sola temperatura è modesto, le dimensioni raggiunte dopo un tempo pari a circa 100.000 ore si mantengono al di sotto dei 200-300 nm. Dal punto di vista della composizione chimica, tutti gli autori sono concordi nel non rilevare variazioni di rilievo. Anche per la popolazione di carbonitruri MX i dati Inail-CSM risultano dispersi, tuttavia i dati a 600°C con tempi di invecchiamento pari a 40.000-50.000 ore sono vicini a quanto rilevato da Cipolla et al. [10]. La popolazione di carburi MX appare comunque piuttosto stabile per quanto riguarda le dimensioni: le dimensioni raggiunte dopo un tempo pari a circa 100.000 ore si mantengono al di sotto dei 50 nm. Nei campioni Inail-CSM sono state osservate fasi ibride, precursori della fase Z, in quantità piuttosto modeste. Tracce di fase Z sono state osservate in un solo campione invecchiato a 650°C per 25.000 ore. Risultati analoghi sono stati ottenuti in letteratura da Cipolla, il quale ritiene che la fase Z non rappresenta un meccanismo di degrado microstrutturale significativo dell'acciaio gr. 91 [10]. Infatti si tratta di una fase termodinamicamente stabile che in questa tipologia di acciaio non riesce a formarsi per motivi cinetici. Un risultato del tutto diverso è stato invece ottenuto da Sawada et al. il quale riscontra una presenza significativa della fase Z anche nell'acciaio gr.91, in particolare la presenza della fase Z è accompagnata da una riduzione della frazione volumica dei carburi MX [14-17]. La differenza nei dati ottenuti con Sawada potrebbe essere legata al diverso trattamento termico. Sawada ha studiato un acciaio gr.91 ottenuto con un trattamento termico inadeguato, essendo il tempo di normalizzazione realizzato (pari a 10') al di sotto di quanto specificato dalla normativa tecnica. In relazione a questo trattamento termico i carbonitruri MX potrebbero non essere ben dispersi nella matrice ma concentrati a ridosso dei bordi grano e mediamente di dimensioni più grandi. In questo modo la conversione in fase Z potrebbe avvenire più velocemente [14].

Presso i laboratori dell'Inail è stata studiata l'evoluzione della microstruttura di alcuni campioni di acciaio gr.91 eserciti. In figura 3a è mostrata la microstruttura di un campione esercito per 116.000 ore in un impianto di reforming ciclico alla temperatura di 580°C ed ad una pressione compresa nell'intervallo 19-26 bar. Si osserva il fenomeno di recovery della martensite. Mediante FEGSEM/EDS e programma di analisi di immagine Scandium ed analisi TEM su replica estrattiva è stata effettuata una analisi della composizione chimica e della distribuzione dimensionale dei precipitati. Le popolazioni di precipitati riscontrate sono costituite da carbonitruri MX (M = Nb,V; X = C,N) , carburi di Cr $M_{23}C_6$, fasi di Laves, particelle ibride precursori della fase Z.



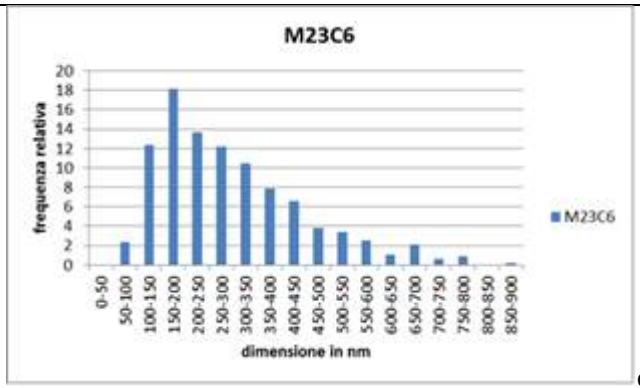
a



b

c

	F %	Dnm
$M_{23}C_6$	52	167
MX	17	42
laves	13	241,6
ibride	18	96,5



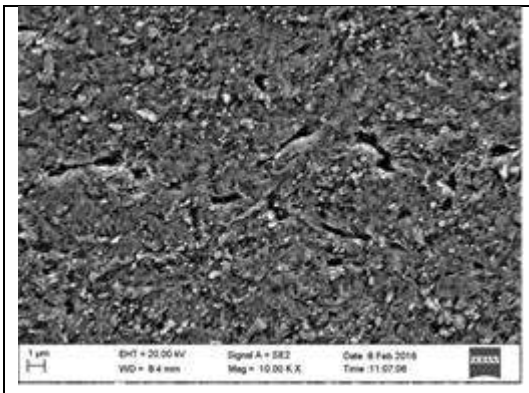
d

Figura 3. (a) micrografia SEM del campione di acciaio gr.91 esercito per 116.000 ore in un impianto di reforming ciclico alla temperatura di 580°C ed ad una pressione compresa nell'intervallo 19-26 bar; (b) distribuzione delle fasi di Laves nello stesso campione; (c) dimensione media D in nm e frazione percentuale delle principali classi di precipitati; (d) distribuzione dei carburi di Cr M23C6 nello stesso campione.

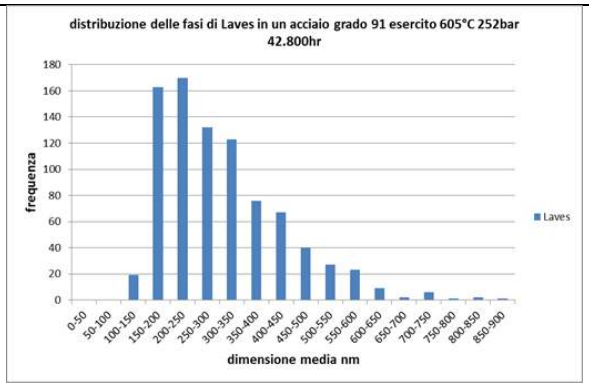
I grafici in figura 3b e 3d mostrano la distribuzione dimensionale delle fasi di Laves e dei carburi di Cr del tipo $M_{23}C_6$. [18]. E' stata inoltre calcolata la frazione areale F_A delle fasi di Laves che risulta pari a 0,015. E' stata effettuata anche una analisi TEM su replica estrattiva delle principali popolazioni di precipitati ed i risultati ottenuti sono mostrati nella figura 3c. La popolazione di particelle ibride, precursori della fase Z, appare consistente, con una frazione areale percentuale superiore a quella delle fasi di Laves ed una dimensione media pari a circa 100 nm [19].

La dimensione media delle fasi di Laves e dei carburi di Cr $M_{23}C_6$ è molto vicina a quanto ottenuto per campioni di acciaio grado 91 sottoposti a prove di invecchiamento a 600°C. Infatti la tensione di esercizio è piuttosto bassa (19-26 bar), tale da non determinare un effetto significativo sulla evoluzione dei precipitati. Sono state rilevate solo poche ed isolate cavità [18]. Presso i laboratori dell'Inail è stata studiata inoltre l'evoluzione della microstruttura in un acciaio gr.91 esercito alla temperatura di 605°C ed alla pressione di 252 bar per 42.800 ore in un impianto di produzione di energia da carbone. In figura 4a è mostrata la microstruttura analizzata al FEGSEM. Si osserva un recovery della martensite molto pronunciato, in particolare scompare del tutto la struttura ad aghetti. Sono presenti numerose cavità di grosse dimensioni. Il grafico in figura 4b mostra la distribuzione dimensionale delle fasi di Laves. La dimensione più frequente di tale fase cade nell' intervallo 200-250 nm ed è significativamente più bassa rispetto a quanto ottenuto per campioni di acciaio grado 91 sottoposti ad invecchiamento a 600°C per circa 45.000 ore (300-350 nm). In particolare, ponendo un confronto fra le distribuzioni relative delle fasi di Laves in un campione invecchiato a 600°C per 46.000 ore ed il campione esercito (605°C,

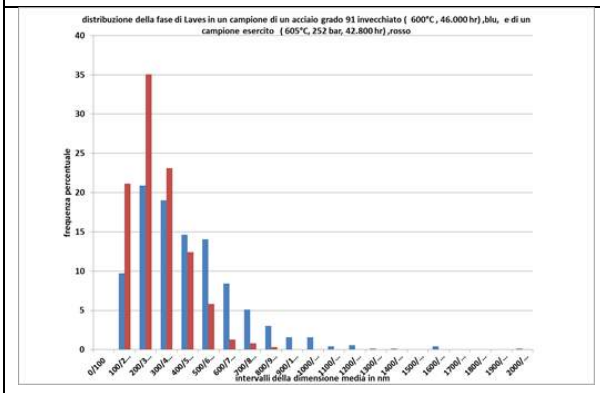
48.200 ore, 252 bar) si osserva un incremento della numerosità delle particelle di dimensioni più piccole nel campione esercito (figura 4c).



a



b



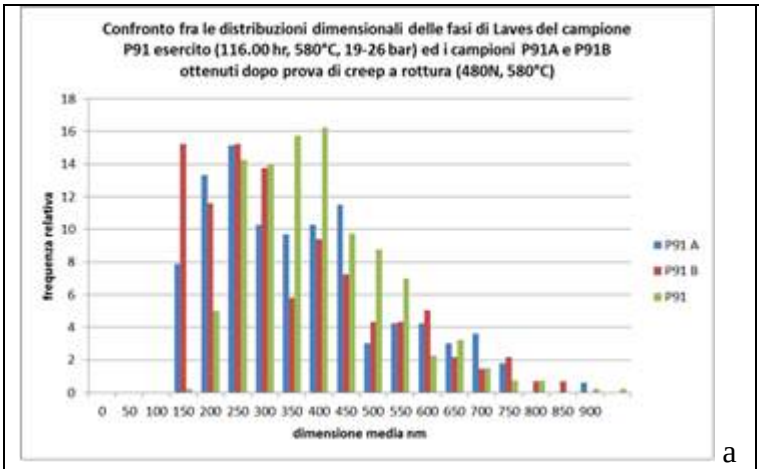
c

Figura 4. (a) micrografia SEM del campione di acciaio gr.91 esercito alla temperatura di 605°C ed alla pressione di 252 bar per 42.800 ore in un impianto di produzione di energia da carbone; (b) distribuzione delle fasi di Laves nel medesimo campione; (c) confronto fra le distribuzioni delle fasi di Laves nel medesimo campione (rosso) ed in un campione di acciaio gr.91 invecchiato a 600°C per 45.000 ore (blu).

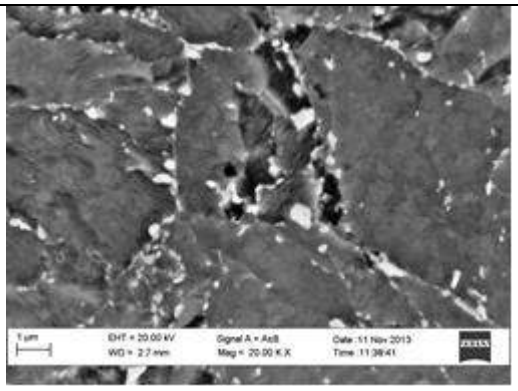
La frazione areale F_A invece è pressoché uguale in entrambi i campioni e pari a circa 0,005.

L'esame dello stato della precipitazione nei campioni eserciti, svolta presso i Laboratori dell'Inail, ha evidenziato il ruolo svolto dalla tensione nell'evoluzione dei precipitati. Infatti nel campione esercito con una tensione bassa (580°C, 116.000 ore, 19-26 bar) la distribuzione delle principali famiglie di precipitati è conforme a quanto descritto in letteratura per campioni invecchiati, mentre nel campione esercito con una tensione significativa (605°C, 48.200 ore, 252 bar) tale distribuzione mostra differenze importanti. Per quanto riguarda la fase di Laves si realizza una diminuzione della dimensione media delle particelle Tale risultato si accorda con quanto rilevato da Orlova et al. su provini di acciaio gr.91 sottoposti a prove di creep interrotte [20]. Per azione della sola temperatura Orlova osserva un incremento monotono del diametro medio delle particelle e della loro numerosità, mentre invece l'azione combinata della temperatura e della tensione determina una evoluzione a carattere discontinuo. In particolare nelle prime fasi della vita spesa (entro 0,2 $t_{Rottura}$) si osserva un aumento significativo del diametro medio delle particelle e della loro numerosità, mentre nelle fasi finali (a partire da circa 0,7 $t_{Rottura}$) il diametro medio delle particelle diminuisce così come la loro numerosità. Esaminando la distribuzione dimensionale delle particelle nei campioni a 0,2 $t_{Rottura}$ e 0,7 $t_{Rottura}$ si osserva che nelle ultime fasi della vita spesa si realizza un considerevole aumento in frequenza

delle particelle più piccole. Il cambiamento nella distribuzione è determinato dalla nucleazione di nuove particelle in concomitanza con l'accrescimento di quelle preesistenti. L'ipotesi formulata da Orlova è che l'incremento della deformazione che si genera nelle ultime fasi della vita spesa possa stimolare la nucleazione di nuove particelle e determinare un riassestamento della loro distribuzione. L'effetto risulta più pronunciato all'aumentare della tensione applicata. Allo scopo di approfondire questi aspetti presso i laboratori dell'Inail è stato realizzato uno studio sulla distribuzione della fase di Laves in campioni di acciaio gr.91 sottoposti a prove di creep fino a rottura mediante la tecnica dello small punch. Nel grafico seguente (figura 5) sono mostrate le distribuzioni dimensionali delle fasi di Laves in un campione in acciaio grado 91 esercito (580°C , 16-25bar , 116.000 ore) , denominato P91, e nei campioni P91A e P91B ottenuti da tale acciaio dopo prova di creep fino a rottura tramite "small punch" (580°C, 480N pari a circa 210MPa) . Nei campioni P91A e P91B si osserva un aumento in frequenza sia delle particelle più piccole che delle particelle più grandi, ed una contrazione del diametro medio più frequente, inoltre la frazione areale F_A subisce un incremento medio pari a circa l'11%. Sono state osservate numerose cavità presso le fasi di Laves a ridosso dei PAGB (figura 5b).



a



b

Figura 5. (a) confronto fra le distribuzioni dimensionali della fase di Laves del campione P91 esercito (116.000 hr, 580°C, 19-26 bar) ed i campioni P91A e P91B ottenuti dopo prova di creep a rottura mediante small punch (580°C, 480N); (b) micrografia FEGSEM che mostra la formazione delle cavità

Dalle prove di creep effettuate emerge un effetto significativo della tensione sull'evoluzione dimensionale della fase di Laves: l'effetto è stato riscontrato per tensioni elevate, pari a circa 210 MPa, corrispondente ad un carico pari a 480N secondo le necessarie conversioni [21, 22]

Conclusioni

Dagli studi effettuati sulla microstruttura di campioni di acciaio gr. 91 invecchiati ed eserciti è emerso quanto segue:

- Il recovery della martensite è un fenomeno significativo che incrementa notevolmente per azione della tensione oltre che della temperatura.
- La formazione ed accrescimento della fase Z non è un meccanismo di degrado che interessa l'acciaio gr.91 se il trattamento termico è eseguito correttamente. Nei campioni invecchiati sono state osservate solo fasi ibride, precursori della fase Z, in

quantità piuttosto modeste. L'analisi di un campione esercito per oltre 100.000 ore ha confermato questa tendenza evolutiva: la fase Z risulta essere assente, mentre sono presenti un numero cospicuo di fasi ibride il cui diametro medio, però, risulta inferiore a 100nm.

- La popolazione dei carburi MX è stabile.
- L'evoluzione dei carburi M23C6 è molto contenuta ed il diametro medio finale rimane al di sotto dei 200-300 nm.
- L'evoluzione dei precipitati è determinata essenzialmente dalla formazione ed accrescimento della fase di Laves che si forma prevalentemente al bordo del grano austenitico. Tale fase per azione della sola temperatura raggiunge dimensioni pari a 300-400 nm nelle prime 30-40.000 ore di esposizione e può costituire, pertanto, un sito preferenziale di concentrazione dello stress e accelerare la formazione delle cavità da scorrimento viscoso. La tensione influisce sull'evoluzione dimensionale della fase di Laves.

Bibliografia

[1] Cipolla L. Conversion of MX nitrides to modified Z phases in 9-12 Cr ferritic steel. PhD thesis DCAMM special report n.S116, March 2010.

[2] Guardamagna C, Concari S, Torri L. Analisi critica comparativa sui materiali per impieghi in cicli a vapore ultra efficienti e puliti alla luce delle nuove iniziative di ricerca europee, con particolare riferimento all'azione COST 536 ed alla relativa sperimentazione. CESI report A 5049193, 2005.

[3] Abe F. Bainitic and martensitic creep resistant steels Current opinion in solid state and material science 8(2004) 305-311.

[4] Hald J. Microstructure and long term creep properties of 9-12 Cr steel. Int. J. Pressure vessel and Piping. 2008;85:30-37.

[5] Sklenicka V, Kurcharova K, Svoboda M, Kloc L, Bursik J, Kroupa A. Long term creep behavior of 9-12Cr power plant steels. Materials characterization. 2003;51:35-48.

[6] Czyska-Filemonowicz A. Modified 9 Cr steel for advanced power generation: microstructure and properties, journal of achievements in materials and manufacturing engineering. 2006;19(2):43-48.

[7] Alleva L, Matera S, Tassa O. Atlante delle microstrutture per l'acciaio ASTM grado T/P 91. Rapporto n.17555R-2014.

[8] Cipolla L, Danielsen HK, Venditti D, Di Nunzio PE, Hald J, Somers MAJ. Conversion of MX nitrides to Z phase in a martensitic 12 Cr steel Acta Materialia 58 (2010) pag. 669-679.

[9] Standard specification for seamless ferritic and austenitic alloy-steel boiler,super-heater and heat exchanger tubes, ASTM International.

[10] Cipolla L, Caminada S, Venditti D, Danielsen HK, Di Gianfrancesco A. Microstructural evolution of ASTM P91 after 100.000 hr exposure at 550°C and 600°C, Material for advanced power engineering, Liege conference 2010.

[11] Di Gianfrancesco A, Cipolla L, Cirilli F, Caminada S, Cumino G. Microstructural stability and creep data assessment of Tenaris grade 91 and 911 ASME PVP conference 2007.

[12] Panait C, Bendick W, Fuchsmann A, Gourgues-Lorenzon AF, Besson J. Study of the microstructure of grade 91 steel after more than 100.000 hours of creep exposure at 600°C. International Journal of Pressure Vessel and Piping. 2010;87:326-335.

[13] Di Gianfrancesco A, Tiberi Vipraio S, Venditti D. Long term microsctuctural evolution of 9-12 %Cr steel grades for steam power generation plants. Metal 2012, 21st International Conference on Metallurgy and materials, may23 rd 25th, Brno, Czech republic.

[14] Tonti A, Augugliaro G, Lega D, Ramires D, Alleva L, Di Gianfrancesco A, Tassa O. P91, microstructure atlas and life assessment tools. ECCC 2014 International conference, Rome 5-7 June.

[15] Tonti A, Augugliaro G, Lega D, Ramires D, Alleva L, Di Gianfrancesco A, Matera S, Tassa O. P91, microstructure atlas and life assessment tools, HIDA 6 International Conference, Nagasaki Japan 2013.

[16] Sawada K, Kushima H, Kimura K. Z phase formation during creep and aging in 9-12Cr heat resistant steels. ISIJ International. 2006;46(5):769-775.

[17] Sawada K, Kushima H, Tabuchi M, Kimura K. Microstructural degradation opf gr.91 steel during creep under low stress. Materials science and engineering A 528. 2011:5511-5518.

[18] Tonti A, Lega D, Antonini A, Romitelli M, Alvino A. Damage characterization of an ASTM A213 gr. 91 tube after 116.000 hr of service in a reforming plant. International Journal of Pressure Vessel and Piping. 2015;132-133:87-96.

[19] Tiberi Vipraio S. Atlante delle microstrutture per l’acciaio ASTM gr.T/P91. Rapporto CSM-Ispesl 15607R, dicembre 2011.

[20] Orlovà A, Bursik J, Kucharova K, Slenicka V. Microstructural development during high temperature creep of 9%Cr steel. Materials science and engineering A245. 1998:39-48.

[21] CWA 15627 Small Punch Test Method.

[22] Blagoeva D. Development of a residual Lifetime Prediction Methodology for creep and Fracture Behaviour of Ferritic-Martensitic Steel using Small-Punch Testing Tecnique PhD Università di Pisa 2009.

[23] Lee JS, Armaki HG, Maruyama K, Muraki T, Asahi H. Causes of breakdown of creep strenght in 9Cr-1,8W-0,5Mo-VNb steel. Materials science and engineering A 428. 2006:270-275.

Valutazione degli effetti della resistività del terreno sul rateo di corrosione di tubazioni interrate

C. Delle Site*, E. Artenio*, F. Giacobbe**, A. Rinaldini*

*Inail - DIT
**Inail - UOT di Messina

Sommario

Al fine di determinare la vita consumata di una tubazione in pressione interrata occorre valutare alcuni fattori ed elementi caratteristici, quali la tipologia del materiale e del rivestimento della tubazione, l'età e la temperatura di esercizio, il rateo di corrosione e la presenza o meno di protezione catodica efficace. Il rateo di corrosione (R_{corr}) è fortemente influenzato dalla tipologia del terreno in cui la tubazione risulta ubicata, in ragione del diverso valore assunto dalle caratteristiche elettriche dello stesso.
Il R_{corr} viene definito come perdita di peso del metallo o come profondità di penetrazione da parte di ioni che lo stesso subisce in un dato periodo di tempo. Il R_{corr} è funzione delle caratteristiche del terreno, sia chimiche (chimismo delle acque di falda, pH, salinità, E_h), che fisiche (tessitura del terreno, dimensioni particelle, porosità, permeabilità, resistività elettrica).
Di norma i terreni che si prestano a fenomeni di corrosività sono quelli che garantiscono un maggiore tenore di ossigeno, condizioni di saturazione parziale dei pori e un idoneo contenuto di sali dalle spiccate proprietà elettrolitiche.
Il presente lavoro si pone l'obiettivo di analizzare gli effetti delle proprietà elettriche del terreno sul rateo di corrosione di tipo "soil-side", ipotizzando alcune situazioni "tipiche" ed alcune situazioni "limite", riscontrabili nel normale esercizio di una attrezzatura a pressione interrata.
Nel presente lavoro l'analisi viene condotta utilizzando la procedura soil side corrosion di cui alla norma API 581 (American Petroleum Institute – Risk-Based Inspection), adottando valori di resistività del terreno ricavabili da fonti bibliografiche e/o analisi sperimentali.

1. Introduzione

Le reti metalliche interrate e le tubazioni in pressione svolgono un ruolo estremamente importane nel trasferire, anche su lunghi tragitti, sostanze pericolose sia liquide che gassose dagli impianti di produzione alle utenze domestiche. La quasi totalità delle tubazioni interrate sono costituite da acciaio al carbonio, una lega estremamente resistente dal punto di vista meccanico, tuttavia potenzialmente vulnerabile a processi chimico-fisici di degradazione di tipo corrosivo che si possono verificare nel sottosuolo e negli ambienti sotterranei; tali fenomeni comprendono la corrosione in generale, la corrosione perforante e le micro-fratturazioni sul mantello della tubazione indotte da stress corrosivo [1].
Il rateo di corrosione R_{corr} viene definito come perdita di peso del metallo o come profondità di penetrazione da parte di ioni che lo stesso subisce in un dato periodo di tempo. Il R_{corr} è funzione delle caratteristiche del terreno, sia chimiche (chimismo delle acque di falda, pH, salinità, potenziale E_h), che fisiche (natura e tessitura del terreno, porosità, permeabilità, dimensioni dei granuli, resistività elettrica).
Le condizioni generali del terreno per cui il R_{corr} assume una velocità tale il cui effetto nel tempo può rendere vulnerabile una tubazione interrata, possono essere causate sia da

condizioni di interferenza elettrica provocate da impianti di protezione catodica, sia dalla presenza di terreni il cui tasso di umidità è associata alla disponibilità di ossigeno. In questo caso la corrosività dipende da numerosi fattori quali: la presenza di sali, in particolare cloruri e solfati all'interno delle acque di falda; specifici valori di resistività elettrica assunti da diverse tipologie omogenee di terreno; le disomogeneità geologiche del profilo del suolo, tra zone aerobiche (ghiaie e sabbie) e zone anaerobiche (argille e limi argillosi), il cui contatto anisotropo può dar luogo al fenomeno della "pila geologica".
Il presente lavoro si pone l'obiettivo di analizzare gli effetti delle proprietà elettriche del terreno sul rateo di corrosione di tipo "soil-side", ipotizzando alcune situazioni "tipiche" ed alcune situazioni "limite", riscontrabili nel normale esercizio di rete metallica di distribuzione interrata. Date le implicazioni di rischio connesse ai fenomeni di degradazione che possono coinvolgere una tubazione in pressione interrata, e il ruolo svolto dal processo di corrosione esterna a causa di particolari condizioni del terreno, è evidente che la previsione dei fenomeni corrosivi e il loro adeguato controllo può avere un notevole impatto sulla sicurezza, la tutela dell'ambiente e l'economia di esercizio della tubazione stessa.

2. La prospezione geoelettrica: principi e metodi

I metodi geoelettrici consistono nella misura sperimentale dei valori di resistività elettrica che caratterizzano il sottosuolo. Essi si basano sul principio che la distribuzione del potenziale elettrico nel terreno intorno ad un elettrodo di corrente è funzione della resistività elettrica dei suoli, della loro distribuzione ed assetto geometrico relativo. Nelle indagini geoelettriche si immette una corrente elettrica nota *I* nel terreno mediante due elettrodi (elettrodi di corrente) e si misura la differenza di potenziale Δ*V* registrata da altri due elettrodi, opportunamente posizionati e infissi nel terreno, che possono assumere diverse configurazioni geometriche (dispositivi di Wenner, Schlumberger, dipolo-dipolo). L'apparecchiatura per la misura della resistività (Fig. 1) è formata da una sorgente energizzante (batteria o generatore di corrente), che immette una corrente nota nel terreno ed una serie di elettrodi (minimo quattro: *A* e *B* elettrodi di corrente, *M* e *N* elettrodi di potenziale).

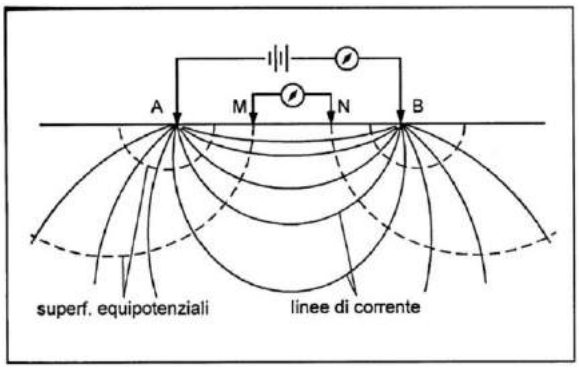


Figura 1. Linee di corrente e superfici equipotenziali per una coppia di elettrodi AB in un mezzo omogeneo

In questa tipologia di prospezioni geofisiche vengono generalmente utilizzate apparecchiature a corrente alternata a bassa frequenza (60-120 *Hz*): ciò elimina la necessità di impiegare elettrodi non polarizzabili o di misurare o annullare i potenziali spontanei. Gli elettrodi sono usualmente dei picchetti di bronzo, rame o acciaio inox di lunghezza da 45- 50 *cm*, con collegamenti a mezzo di spinotti.

La resistività del mezzo può quindi essere ricavata dai valori misurati di Δ*V*, *I* e dal fattore geometrico *K*, funzione unicamente della disposizione elettrodica secondo la seguente formula:

$$\rho = 2\pi K \frac{\Delta y}{\mathrm{I}} \qquad (1)$$

Dove K è il fattore geometrico dato da:

$$K = \pi \frac{a^2}{\mathrm{b}} \left[1 - \frac{b^2}{4a^2} \right] \qquad (2)$$

In cui:
a= semi-distanza tra gli elettrodi di corrente
b= semi-distanza tra gli elettrodi di potenziale

Nelle misure reali sul terreno, la notazione *ρ* relativa ad un mezzo fittizio è sostituita da ρ_a o *resistività apparente*: questa è definita come la resistività di un semispazio elettricamente omogeneo ed isotropo che presenti gli stessi rapporti misurati tra la corrente applicata e la differenza di potenziale per una data disposizione e spaziatura degli elettrodi.
Il rilevamento geoelettrico consiste nell'uso dei valori di resistività apparente derivati da misure di campo in vari punti e con diverse configurazioni per stimare la vera resistività dei diversi strati e ricostruire spazialmente i loro limiti al di sotto della superficie topografica. Una configurazione di elettrodi con spaziatura costante viene utilizzata per riconoscere variazioni laterali di resistività apparente che possono riflettere variazioni litologiche. Per indagare sui cambiamenti in profondità, si aumenta la spaziatura degli elettrodi.

2.1 Proprietà elettriche dei terreni

La maggior parte delle rocce presenta caratteri di conducibilità di tipo elettrolitico. Questo perché, con l'eccezione di alcuni minerali metallici, quasi tutti i minerali hanno proprietà isolanti. La conducibilità è dovuta quindi all'acqua interstiziale ed è in larga misura funzione della porosità o dal grado di fratturazione, del contenuto d'acqua e della quantità di sali in essa disciolti. La presenza di fluidi nel sottosuolo fa sì quindi che rocce e terreni, attraversati dalla corrente, si comportino relativamente come dei buoni conduttori di elettricità; al contrario le strutture con scarso contenuto di fluidi come rocce asciutte non fratturate e cavità naturali o di natura antropica si comportano come dei cattivi conduttori di calore, se non addirittura come degli isolanti.
Nei terreni grossolani (ghiaie e sabbie), la concentrazione di sale e la porosità sono parametri fondamentali, mentre nei materiali sottili (argille) la superficie specifica delle particelle in terreni argillosi, superficie specifica delle particelle assume un ruolo rilevante. La maggiore conducibilità delle argille è infatti dovuta alla presenza di cationi adsorbiti sulla superficie delle particelle. La tabella 1 mostra la gamma di resistività comunemente incontrati in alcuni materiali geologici. Si può notare che l'ampia gamma di valori di resistività corrisponde alle diverse condizioni ambientali dei materiali, in particolare di saturazione e la concentrazione del sale nel fluido dei pori. Così, per un dato materiale, maggiore è la saturazione e la concentrazione del sale nel fluido dei pori, minore i valori di resistività.

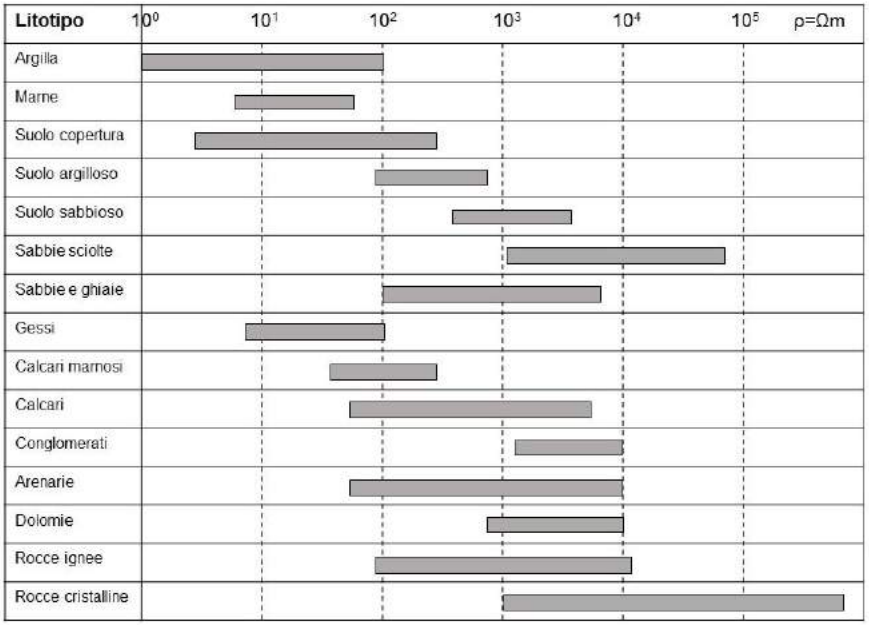


Tabella 1. Valori indicativi di resistività (Ohm*m) di alcuni litotipi

2.2 Il rateo di corrosione

Dati i rischi connessi a processi di degradazione e corrosione che possono coinvolgere una tubazione in pressione interrata, è evidente che la previsione dei fenomeni corrosivi e il loro adeguato controllo può avere un notevole impatto sulla sicurezza, la tutela dell'ambiente e l'economia di esercizio della tubazione stessa.
Il Rateo di corrosione R_{corr} viene definito come la perdita di peso del metallo o come la profondità di penetrazione da parte di ioni che lo stesso subisce in un dato periodo di tempo. Il R_{corr} è funzione delle caratteristiche del terreno, sia chimiche (chimismo delle acque di falda, pH, salinità, E_h), che fisiche (tessitura del terreno, dimensioni delle particelle, porosità, permeabilità, resistività elettrica). Di norma i terreni che si prestano a fenomeni di corrosività sono quelli che garantiscono un maggiore tenore di ossigeno, condizioni di saturazione parziale dei pori e un idoneo contenuto di sali dalle spiccate proprietà elettrolitiche.
La indagini geofisiche per la misura della resistività del terreno sono metodologie di prospezione frequentemente utilizzate nell'analisi del R_{corr}, in quanto sono investigazioni non invasive e la resistività del terreno è un parametro relativamente semplice da misurare. Tanto più bassa è la resistività elettrica tanto più alta è la corrente in gioco e quindi potenzialmente sono più intensi i fenomeni corrosivi. Ad esempio, la presenza nelle acque di falda di ioni disciolti come Cl^- e SO_4^{2-} agiscono come depassivanti e antagonisti alla formazione di prodotti di corrosione protettivi e reagendo con il Fe danno luogo a sali con scarse proprietà meccaniche
Da considerare tuttavia che le condizioni nel terreno possono variare lungo una stessa tubazione e che pertanto effettuare una singola misura può rilevarsi inadeguata ed inefficace. Se infatti lungo il suo percorso la tubazione attraversa terreni dalle caratteristiche litologiche differenti, sia per composizione litologica che permeabilità, essa è soggetta sia al R_{corr} di ciascun terreno che alla corrosività combinata dovuta ai differenti tipi di terreno, fenomeno noto come "pila geologica".
Il controllo e la minimizzazione efficace dei fenomeni di corrosione che possono interessare tubazioni interrate sono possibili mediante la corretta comprensione delle

caratteristiche dei materiali e le condizioni dell'ambiente in cui il materiale verrà collocato. Ciò consente di risparmiare denaro, aumentare le condizioni di sicurezza e anche di protegge l'ambiente.
Il grado di corrosività di un suolo non è un parametro misurabile; pertanto, per una sua valutazione complessiva, vengono generalmente impiegati una serie di parametri critici caratteristici del suolo quali, il tipo terreno, le condizioni ambientali, il contenuto di acqua, pH, i potenziali redox, l'attività microbiologica, le concentrazioni di anioni e cationi e la resistività elettrica. La resistività elettrica è altamente significativa per la determinazione *in situ* del grado di corrosività dei suoli, poiché è un indicatore principale della corrosività dei suoli, essendo la velocità di corrosione funzione della conducibilità elettrica. Di conseguenza, nel determinare la posizione più appropriata in cui risiederà una tubazione, al fine di ottenere un sistema di protezione catodica ottimale, come metodologia si utilizzano essenzialmente i valori di resistività apparente dei terreni più superficiali [2].

2.3 Applicazioni teoriche

La valutazione del grado di corrosione in-situ fornito dalle diverse litologie è stata eseguita utilizzando la classificazione riportata in tabella 2

Resistività (Ohm*m)	Aggressività del terreno
Fino a 10	Elevata
10-60	Moderata
60-180	Bassa
>180	Nulla

Tabella 2. Classificazione dell'aggressività dei suoli da [6]

*Terreni omogenei ad alta resistività (>10^2 Ohm*m)*
Valori di resistività relativamente elevati oltre a litologie come calcari e dolomite, o rocce compatte in generale, indicano la presenza di suoli sciolti asciutti e/o sabbiosi. In queste condizioni l'ambiente che ospita la tubatura interrata presenta caratteristiche non-aggressive, e il rischio di corrosione è basso o nullo.

*Terreni omogenei a bassa resistività (10^0-10^2 Ohm*m)*
Terreni caratterizzati da valori di resistività bassa o molto bassa possono indurre fenomeni di corrosione anche molto importanti e pericolosi per una conduttura sotterranea in pressione. Basse resistività indicano la presenza nel terreno di percorsi conduttivi dovuti ad un mezzo poco areato ed elevato contenuto di umidità e di concentrazione elettrolitica. Minore il diametro delle particelle, maggiore sarà la superficie specifica per unità di volume, e ciò permette ai granuli di adsorbire più facilmente sulla superficie ioni elettricamente carichi, facilitando la conduzione di corrente [4].

Eteropie di facies (pila geologica)
Quando la lunghezza di una tubatura interrata è tale da metterla in contatto con terreni di diversa natura il manufatto è soggetto sia alla corrosività specifica di ciascun terreno che alla corrosività relativa o combinata dovuta ai differenti tipi di terreno. In questo caso il contatto stratigrafico tra litologie dalle proprietà resistive differenti determina il fenomeno della pila geologica.
La corrosione del manufatto viene detto corrosione da pila geologica poiché questo si comporta come una pila dove i due elettrodi (anodo e catodo) sono le parti del manufatto

metallico poste in terreni aventi caratteristiche chimiche e/o fisiche diverse, le soluzioni elettrolitiche sono i due terreni stessi e il setto poroso è la superficie di separazione dei due suoli. Tanto più bassa è la resistività elettrica dei terreni attraversati tanto più alta è la corrente in gioco e quindi più sono intensi i fenomeni corrosivi.

2.4 L'approccio della normativa API 581

La norma API 581 dell'American Petroleum Institute [5] affronta le problematiche della "soil side corrosion" a partire dai dati progettuali, da quelli ambientali, da quelli impiantistici, oltre che naturalmente da quelli "ispettivi".
La procedura tecnica permette di definire in ultima analisi il livello di rischio dell'attrezzatura.
Nel definire il rateo di corrosione la procedura API 581, utilizza la seguente formula:

$$CR=CR_B \cdot F_{SR} \cdot F_T \cdot F_{CP} \cdot F_{CE} \qquad (3)$$

dove:
CR: rateo di corrosione
CR_B: rateo di corrosione base
F_{SR}·: fattore di correzione per resistenza suolo
F_T·: fattore di correzione per temperatura
F_{CP}·: fattore di correzione per protezione catodica
F_{CE}: fattore di correzione per efficacia del rivestimento

Il rateo di corrosione base è quello ipotizzabile (API RP 581 tabella 2.B.12.2) o quello osservato mediante misurazioni.
In assenza di informazioni o misurazioni sulla caratteristica della resistività del suolo si potrà far riferimento ai dati suggeriti dal predetto codice.

3. IL CASO STUDIO

La tubazione interrata scelta per l'applicazione della procedura "soil-side corrosion" come riportata nella norma API 581, è una linea di idrocarburi con le seguenti caratteristiche:

Dati

- Materiale: A106 gr B
- Fluido: HC
- T_{es} = amb.
- PS = 7,8 bar
- Spessore nominale = 9,52 mm
- De: 406,4 mm
- Anno di messa in servizio 1970

La linea è rivestita esternamente da guaina bituminosa che isola efficacemente la tubazione dal contatto terreno/aria, preservandola dal rischio corrosione. Tuttavia una campagna di controlli effettuati sulla tubazione in oggetto, ha evidenziato tratti di tubazioni in cui la guaina risultava danneggiata e conseguentemente la tubazione esposta al contatto con il terreno e quindi al rischio di fenomeni corrosivi.

L'obiettivo dell'analisi è quello di valutare l'entità dell'azione corrosiva, al variare della tipologia di terreno a contatto con la tubazione. Vengono analizzati i livelli di rischio in presenza/assenza di protezione catodica. In ultima analisi viene discusso il contributo del numero e della efficacia delle ispezioni condotte nel corso degli anni.
Con i dati sopra riportati, applicando il codice VSR risulta uno spessore minimo di calcolo:

$$t_{\min} = \frac{pD_e}{2fz + p} = 1.15 \qquad (4)$$

3.1 Risultati

Il rateo di corrosione viene calcolato con riferimento ai dati suggeriti dalla API 581 a partire dalla formula (3), per tre tipologie di terreno, rispettivamente sabbia (tipico di ambienti non industriali - tabella 3), silt (tipico di ambienti industriali - tabella 4) e argilla (tipico di ambienti costieri - tabella 5).
I casi 1, 2 e 3 sono relativi rispettivamente ad assenza di protezione catodica, a presenza di protezione catodica non certificata e a presenza di protezione catodica certificata NACE RP 0169 [6].
In assenza di dati misurati di resistività del terreno ci si pone nella condizione più cautelativa della API 581, ovvero Resistività<500 Ω cm a cui corrisponde un fattore moltiplicativo F_{SR}= 1.5.
Essendo la temperatura di esercizio pari a quella ambiente e in assenza di protezione catodica i rispettivi fattori moltiplicativi risultano pari all'unità.
L'azione della guaina bituminosa si risolve infine in un fattore moltiplicativo F_{CE} pari anch'esso all'unità.

Caso	CR_B	F_{SR}	F_T	F_{CP}	F_{CE}	CR
1.1	0.10	1.50	1.00	1.00	1.00	0.15
1.2	0.10	1.50	1.00	0.80	1.00	0.12
1.3	0.10	1.50	1.00	0.40	1.00	0.0600

Tabella 3. Calcolo del rateo di corrosione corretto (CR) – Terreno Sabbia

Caso	CR_B	F_{SR}	F_T	F_{CP}	F_{CE}	CR
2.1	0.15	1.50	1.00	1.00	1.00	0.23
2.2	0.15	1.50	1.00	0.80	1.00	0.18
2.3	0.15	1.50	1.00	0.40	1.00	0.0900

Tabella 4. Calcolo del rateo di corrosione corretto (CR) – Terreno Silt

Caso	CR_B	F_{SR}	F_T	F_{CP}	F_{CE}	CR
3.1	0.25	1.50	1.00	1.00	1.00	0.38
3.2	0.25	1.50	1.00	0.80	1.00	0.30
3.3	0.25	1.50	1.00	0.40	1.00	0.1500

Tabella 5. Calcolo del rateo di corrosione corretto (CR) – Terreno Argilla

3.2 Discussione

Una volta stimato il rateo di corrosione "corretto", è possibile definire il coefficiente A_{rt} come richiesto dalla Api 581:

$$A_{rt} = \max\left[\left(1 - \frac{t_{rd} - C_{r,b} \cdot age}{t_{\min} + CA}\right), 0.0\right] \qquad (4)$$

dove:
t_{rd} : spessore misurato (5.2 mm)
t_{min} : spessore minimo dedotto dal calcolo (1.16 mm)
age : intervallo temporale dall'ultima misurazione di spessore (10 anni)
CA : sovraspessore di corrosione (3mm)
In funzione del coefficiente A_{rt}, del numero di ispezioni e dell'efficacia delle stesse è possibile calcolare il coefficiente D_{th} (thinning damage factor – tabella 5.11 della API 581) e quindi la categoria di probabilità (tabella 4.1.M della API 581).

TERRENO	PROTEZIONE CATODICA	N° ISPEZIONI	Efficacia dell'ispezione		
			Poco efficace D	Abbastanza efficace C	Molto efficace A
1.Sabbia	1.1 NESSUNA	1	1	1	1
		3	1	1	1
		6	1	1	1
	1.2 NON CERTIFICATA	1	1	1	1
		3	1	1	1
		6	1	1	1
	1.3 CERTIFICATA NACE	1	1	1	1
		3	1	1	1
		6	1	1	1
2. Silt	2.1 NESSUNA	1	4	4	3
		3	4	4	1
		6	4	2	1
	2.2 NON CERTIFICATA	1	4	4	2
		3	4	3	1
		6	3	2	1
	2.3 CERTIFICATA NACE	1	1	1	1
		3	1	1	1
		6	1	1	1
3. Argilla	3.1 NESSUNA	1	5	5	4
		3	5	4	4
		6	5	4	4
	3.2 NON CERTIFICATA	1	4	4	4
		3	4	4	2
		6	4	4	2
	3.3 CERTIFICATA NACE	1	1	1	1
		3	1	1	1
		6	1	1	1

Tabella 6. Categoria di probabilità di danneggiamento per corrosione in funzione delle caratteristiche del terreno, della protezione catodica, del numero e dell'efficacia dell'ispezione.

Come si può notare dalla tabella 6, nel caso di sabbia, la categoria di probabilità assume il valore unitario (basso), indipendentemente dalla presenza o meno di protezione catodica, dal numero di ispezioni e dall'efficacia delle stesse.

a. Influenza protezione catodica b. influenza efficacia ispezione c. influenza numero ispezioni

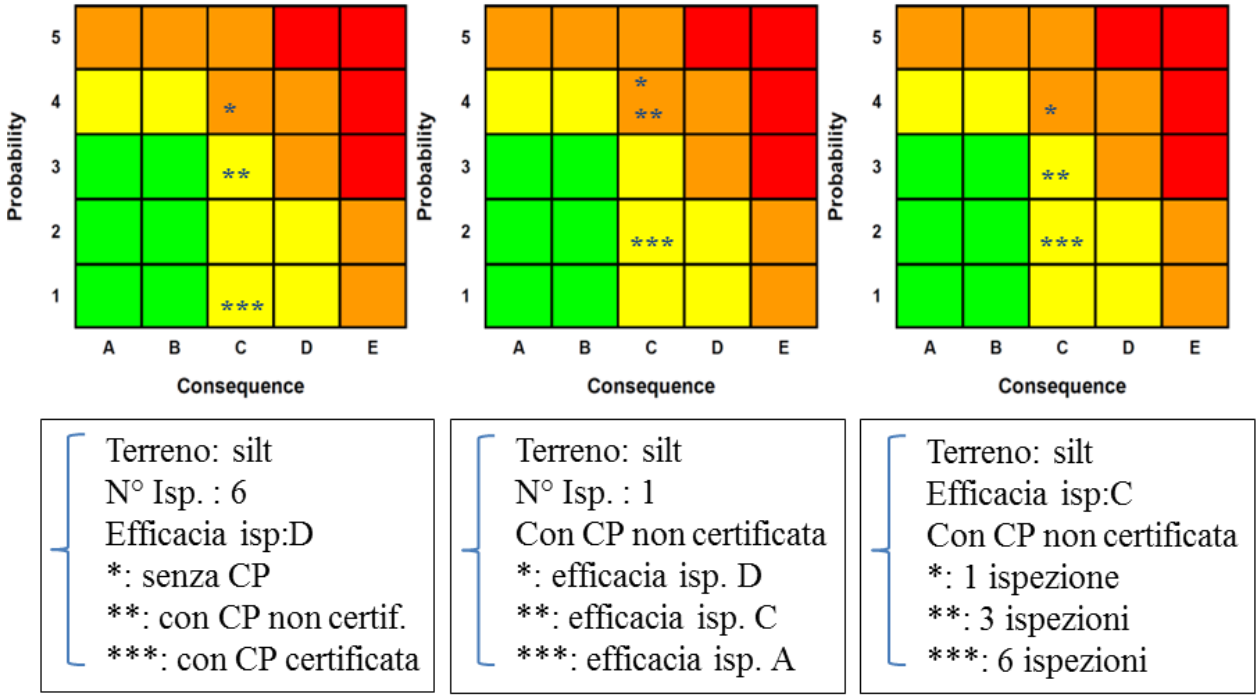


Figura 1. Caso studio. Matrice di rischio (CP: protezione catodica)

Nel caso di sabbia e di argilla, invece, assume una consistente rilevanza la presenza di protezione catodica certificata NACE RP 0169.
Ciò è più evidente nel caso di ispezione poco efficace (D controllo a spot con NDT convenzionali nella zona di scavo), ove la presenza di protezione catodica permette di far diminuire drasticamente il valore della probabilità di corrosione da valori alti o molto alti, a valori molto bassi (in fig. 1.a il risultato è riportato in termini di matrice di rischio, ipotizzando una conseguenza di livello medio).
In determinate condizioni di installazione (assenza/presenza di protezione catodica) e di terreno, una diminuzione della probabilità di corrosione è ottenibile aumentando l'efficacia dell'ispezione (fig. 1.b.), ad esempio incrementando l'estensione delle PND: passando da controlli a spot con PND convenzionali in aree locali sottoposte a scavo, fino a scavo completo sottoposto a controllo visivo esterno al 100% e PND specifiche con tecniche di dettaglio al 100%. In alternativa sono ammessi sistemi intrusivi, quali prove idrauliche, visita interna con sistema "pigging" o metodi non intrusivi, che non contemplano le PND, basati sul controllo della protezione catodica o sulla misurazione della resistività del terreno lungo l'intera struttura.
Da notare infine che, in assenza di protezione catodica efficace e certificata NACE, si manifesta un certo vantaggio nell'incrementare la frequenza delle ispezioni nel periodo di riferimento (passando da 1 ispezione a 6 ispezioni).

4. Conclusioni

Le caratteristiche elettriche del terreno hanno un'influenza determinante sul comportamento a corrosione di tubazioni interrate e la mancanza di tale informazione porta a stimare per eccesso o per difetto la resistenza all'ossidazione delle stesse.
Come mostrato anche dalla normativa API 581, la misurazione periodica della resistività del terreno lungo la struttura è un controllo di estrema importanza, tanto da permettere di

annoverare l'ispezione come "molto efficace" e di ridurre in ultima analisi il rischio di danneggiamento da corrosione.
Il caso studio effettuato ha dimostrato che la presenza di protezione catodica di tipo "certificato" controllata ad intervalli regolari, comporta un sensibile miglioramento della probabilità di danneggiamento a corrosione di una tubazione interrata, soprattutto quando le condizioni del terreno sono più aggressive (silt o argilla).
Pertanto la mera esistenza di un sistema di protezione catodica non garantisce da sola dal rischio di danneggiamento da corrosione tipo soil-side. E' necessario invece associare alla protezione catodica una corretta certificazione della stessa, una regolare manutenzione e una misurazione delle correnti vaganti ad intervalli prefissati.
Infatti, il caso studio ha evidenziato che una protezione catodica non testata annualmente, che non rispetta la normativa NACE [6], risulta di gran lunga meno efficace di una protezione catodica certificata estesa all'intera struttura.

5. Bibliografia

[1] Beavers JA, Thompson NG. External Corrosion of Oil and Natural Gas Pipelines. *American Society of Mechanical Engineers Handbook* 13*C*, *Corrosion*: *Envi- ronments and Industries No.* 05145, 2006:1015-1024.

[2] Peabody AW. Control of Pipeline Corrosion. NACE, Houston, 1967

[3] Baeckmann WV, Schwenk W. Handbook of Ca- thodic Protection. Portcullis Press, London, 1975.

[4] Salem HS, Chilingarian GV. Determination of Specific Surface Area and Mean Grain Size from Well Log-Data and Their Influence on the Physical Behavior of Offshore Reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering. 1999;22(4):241-252.

[5] API 581. Risk-Based Inspection Technology, American Petroleum Institute. 2008

[6] Nace RP 0169. Control of external corrosion on underground or submerged metallic Piping Systems. 2007.

Dimensionamento del sistema di protezione catodica per un recipiente a pressione per stoccaggio GPL di capacità pari a 1000 lt

A. Rotondaro*, T. Lomonaco**, A. F. Cosentini***

*Libero professionista
**Università di Pisa - Dipartimento di Chimica e Chimica Industriale
***Inail - UOT di Catanzaro

Sommario

La corrosione dei metalli è definita da un processo elettrochimico agente sulla superficie metallica che si trova a contatto con un agente ossidante, l'ossigeno. Il principio della protezione catodica consiste nel rendere il potenziale di tutte le superfici della struttura in acciaio sufficientemente negativa rispetto al potenziale medio dell'ambiente circostante in modo da assicurare che non si instauri un flusso di corrente dal metallo verso l'ambiente. Ciò avviene forzando una circolazione di corrente elettrica dall'elettrolita verso la superficie del metallo da proteggere. Una progettazione adeguata del sistema di protezione catodica assicura la continuità di funzionamento delle strutture in condizione di sicurezza.
Si riporta una trattazione generale del dimensionamento del sistema di protezione catodica di un serbatoio per stoccaggio gpl da interro con capacità pari a 1000 litri ad asse orizzontale in relazione alle problematiche della progettazione tenendo conto dei concetti fondamentali di elettrochimica e di corrosione dei metalli.

1. Introduzione

Il progetto di dimensionamento del sistema di protezione catodica è atto ad inibire fenomeni di corrosione elettrolitica sulla superficie esterna dei recipienti a pressione per stoccaggio gpl da interro. La superficie totale del recipiente da proteggere e la densità di corrente consentono di definire le correnti di protezione relative alla superficie e di conseguenza la massa anodica necessaria per un corretto sistema di protezione in grado di garantire il mantenimento della polarizzazione.

1.1 Recipienti a pressione per stoccaggio gpl da interro

L'impianto di stoccaggio gpl è costituito essenzialmente da un serbatoio di capacità adeguata equipaggiato con apparecchiature per l'esercizio, il controllo e la sicurezza. E' progettato e fabbricato nel rispetto di quanto previsto dalle Direttive Europee e relative norme armonizzate per le apparecchiature a pressione.
Il serbatoio con capacità pari a 1000 litri ad asse orizzontale è costituito da un corpo cilindrico (virola) e da due fondi assemblati mediante saldatura.
Il serbatoio per gpl da interro prevede l'installazione al di sotto del piano di campagna. Gli equipaggiamenti di sicurezza e di servizio sono protetti da un torrino in polipropilene affiorante sulla superficie che permette il controllo e la manutenzione. Il sistema di protezione delle superfici è progettato per resistere agli agenti chimici presenti nel terreno ed alle correnti vaganti nello stesso. A tal fine si attua un doppio ciclo di protezione:
Protezione attiva realizzata da un sistema di protezione catodica composto da uno o più anodi di magnesio e da un elettrodo di riferimento;

Protezione passiva realizzata mediante un rivestimento della superficie esterna del recipiente in pressione a base di resina epossidica ad alto spessore (>500 μm) caratterizzato da alta resistenza meccanica.

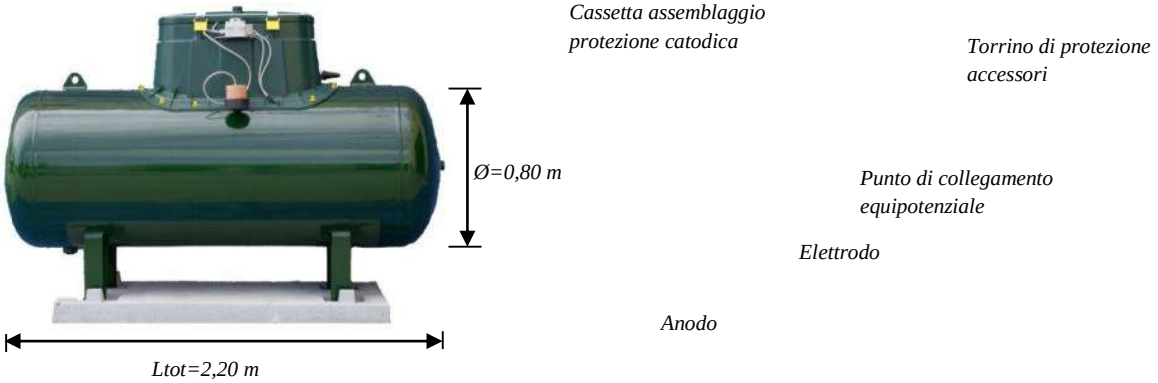


Immagine 1. Caratteristiche dimensionali e modalità di installazione interrata

Cenni di elettrochimica

Qualsiasi reazione chimica è accompagnata da un aumento o da una diminuzione di energia potenziale che, nella maggior parte dei casi, si manifesta come calore ceduto ai corpi circostanti o da essi assorbito. Tuttavia, è possibile che la variazione di energia potenziale del sistema si manifesti sotto forma di energia elettrica.

Le reazioni di ossido-riduzione, chiamate anche reazioni redox, sono caratterizzate da un cambiamento del numero di ossidazione, ossia della carica formale di un particolare elemento in un composto, dei reagenti dovuto al trasferimento di elettroni. Pertanto, ogni reazione redox è caratterizzata dal trasferimento di elettroni da una specie che si ossida (aumenta il proprio numero di ossidazione, chiamata riducente) a una che si riduce (diminuisce il proprio numero di ossidazione, chiamata ossidante). Questo trasferimento di elettroni può avvenire sia per via chimica che elettrochimica. Nel primo caso, il processo avviene per contatto diretto delle sostanze interessate al trasferimento, mentre nel secondo caso il processo avviene separando la sostanza che si ossida da quella che si riduce e facendo in modo che gli elettroni che si liberano nel processo di ossidazione raggiungano, attraverso un conduttore metallico, la semicella dove avviene la reazione di riduzione. La reazione ossidoriduttiva per via elettrochimica può avvenire solo se è possibile riequilibrare continuamente lo sbilanciamento delle cariche, causato dal trasferimento di elettroni da una semicella all'altra. In tutte le celle elettrochimiche, le ossidazioni avvengono all'anodo mentre le riduzioni al catodo. La differenza di potenziale della cella ($\Delta E = E_{catodo} - E_{anodo}$) in condizioni non standard viene calcolata mediante l'equazione di Nerst:

$$\Delta E_{cella} = \Delta E^{\circ}_{cella} + \frac{RT}{nF}\ ln\ \frac{\Pi a_{Ri}^{vi}}{\Pi a_{Pj}^{vi}} \qquad (1)$$

dove:

ΔE°_{cella}	*differenza di potenziale della cella in condizioni standard*
R	*costante dei gas [8.31 $JK^{-1}mol^{-1}$]*
T	*temperatura [°K]*
n	*numero di elettroni coinvolti nella reazione redox*
F	*costante di Faraday [9.65 × 10^4 $JV^{-1}mol^{-1}$]*
a	*attività della specie definita come $a = \gamma\ C$, con γ coefficiente di attività*
R_i, P_j; v_i v_j	*specie reagenti, prodotto e relativi coefficienti stechiometrici*

2. Corrosione: le reazioni redox in sistemi ambientali

Con il termine corrosione si indica l'insieme dei fenomeni chimico-fisici che comportano il degrado dei materiali metallici ad opera dell'ambiente a cui sono esposti. In generale la corrosione è un processo spontaneo che tende a riportare il materiale nel suo stato termodinamicamente più stabile, cioè allo stato di ossido.
Esistono due tipi di corrosione: a secco, ossidazione dei metalli ad elevate temperature in condizioni secche; a umido, caratterizzata dall'ossidazione del metallo in presenza di acqua o di eventuali altri elettroliti. Quest'ultima è molto è più diffusa.
La corrosione a umido è un processo elettrochimico caratterizzato da una reazione di ossidazione che avviene nella zona anodica e da una reazione di riduzione che invece avviene nell'area catodica. In tutti i processi corrosivi, la semireazione di ossidazione del materiale metallico è del tipo $M^0 \rightleftarrows M^{n+} + ne^-$, mentre la reazione di riduzione dipende dalla natura dell'ambiente corrosivo.
La reazione di ossidazione di un particolare metallo è termodinamicamente favorita solo se l'energia libera di Gibbs (ΔG) è inferiore a 0. Pertanto, un materiale potrà essere caratterizzato da uno stato di attività (valori di $\Delta G < 0$), immunità (valori di $\Delta G > 0$) e passività ($\Delta G < 0$ ma con cinetiche di reazione estremamente lente).

2.1 Corrosione ad umido su superficie metallica

Un esempio di corrosione a umido è la classica goccia d'acqua presente su una superficie metallica. Inizialmente il processo di corrosione, promosso dalla presenza di O_2 disciolto nell'acqua, avviene su tutta la superficie metallica a contatto con l'acqua. Esso è caratterizzato da una reazione anodica (dissoluzione del metallo) e da una reazione catodica in cui avviene la riduzione di O_2 a dare ioni OH^-. Nel tempo la reazione di corrosione comporta un impoverimento di O_2 all'interno della goccia che può essere reintegrato lentamente dalla diffusione di O_2 atmosferico. All'interno della goccia sarà presente un gradiente di concentrazione di O_2, dall'esterno verso l'interno della goccia, creando una separazione tra le reazioni anodiche e catodiche. La zona anodica si localizzerà nella regione centrale della goccia mentre la zona catodica sarà prossima principalmente alla superficie esterna. Le correnti circolanti tra le aeree catodiche (i_{cat}) ed anodiche (i_{an}) sono uguali e di segno opposto, mentre la corrente prodotta nell'intero sistema viene comunemente chiamata corrente di corrosione (i_{cor}).
Il valore della corrente di corrosione è un utile parametro per stimare la quantità di metallo corrosa all'anodo (Δm) e che passa in soluzione in un determinato periodo di tempo (Δt), in accordo con la legge di Faraday:

$$\Delta m = \frac{PM}{nF}\, i_{cor}\, \Delta t \qquad (2)$$

dove:

PM	*Peso molecolare del metallo [gmol^{-1}]*
n	*Numero di elettroni coinvolti nella reazione redox*
F	*Costante di Faraday [9.65 ×10^4 JV^{-1}mol^{-1}]*

L'entità del danno causato dal processo di corrosione viene stimato in termini di velocità di corrosione *(V_{cor})*, definita come la perdita in peso per unità di tempo e di superficie, in accordo alla seguente equazione:

$$V_{cor} = \frac{\Delta m}{\Delta a \Delta t} = \frac{PM}{nF}\,\frac{i_{cor}}{\Delta a} \qquad (3)$$

dove:

Δa	*Area superficiale anodica esposta all'attacco corrosivo [cm^2]*

Δm *Perdita in peso [g] subita nel tempo Δt [s]*

Durante il processo di corrosione gli elettroni fluiscono dalle zone anodiche a quelle catodiche così che il potenziale tende a variare a partire dai rispettivi valori di potenziali standard. Tale differenza, definita come sovratensione (η), dipende dalla corrente che circola secondo la legge di Tafel:

$$\eta = \pm \frac{RT}{\alpha n F} \ln\left(\frac{i}{i_0}\right) \quad (4)$$

dove:

i , i_0	*Densità di corrente [Am^{-2}], densità di corrente di scambio [Am^{-2}]*
$\frac{RT}{\alpha n F} = V$	*Coefficiente di Tafel. [V>0: reazione anodica; V<0: reazione catodica]*
R	*Costante dei gas [8.31 J[A1]K^{-1}mol^{-1}]*
T	*Temperatura [°K]*
α	*Coefficiente di trasferimento di carica*
n	*Numero di elettroni coinvolti nella reazione redox*

La cinetica del processo catodico dipende dal tipo di reazione, mentre quella del procedimento anodico dipende dalla tipologia di metallo. Metalli attivi, infatti, presentano cinetiche molto veloci mentre metalli attivo-passivi presentano cinetiche molto lente.

3. Applicazione: dimensionamento protezione catodica

Il sistema di protezione catodica evita la formazione di flusso di corrente dal metallo verso l'ambiente andando a rendere negativo il potenziale della superficie del serbatoio da interro rispetto al potenziale medio dell'ambiente che lo circonda, ossia il terreno di posa.
Con il metodo ad anodi sacrificali, così denominati in quanto la protezione della struttura comporta un conseguente consumo degli stessi per corrosione elettrochimica, si sfrutta l'azione galvanica per ottenere la corrente di protezione. La superficie del serbatoio diventa catodica tramite la connessione elettrica ad una massa interrata costituita da un metallo non nobile (ad esempio rame e magnesio) che diventa pertanto parte costituente del sistema anodico.

3.1 Dati progettuali

L'impianto di protezione catodica viene dimensionato per fornire una adeguata protezione per una durata non inferiore a venti anni. Teoricamente il serbatoio a pressione potrà essere installato in terreni differenti tra loro e pertanto caratterizzati da differenti valori di resistività. A tal fine i calcoli progettuali sono stati condotti prendendo in esame valori limite di resistività relativi a terreni altamente conduttivi ed a terreni scarsamente conduttivi.

$$\rho_1 = 10 \qquad \rho_2 = 250 \quad (5)$$

dove:

ρ_1	*Resistività elettrolita in terreno altamente conduttivo [Ωm]*
ρ_2	*Resistività elettrolita in terreno scarsamente conduttivo [Ωm]*

Al fine di considerare il naturale degrado che può subire il rivestimento esterno durante la vita operativa del serbatoio, si sono assunti i seguenti valori di efficienza:

$$\varepsilon\,(i) = 0.995 \qquad \varepsilon\,(m) = 0.990 \qquad \varepsilon\,(f) = 0.980 \quad (6)$$

dove:

ε	*Costante di efficienza del rivestimento*
I, m, f	*Inizio, durante, fine della vita operativa*

L'efficienza del rivestimento è legata alla densità di corrente di protezione mediante il valore della corrente di protezione dell'acciaio non rivestito:

$$\delta = \delta_0(1 - \varepsilon i) \quad (7)$$

dove:

δ	*Densità di corrente di protezione [mAmq^{-1}]*
δ_0	*Densità di corrente di protezione dell'acciaio non rivestito pari a 20 mAmq^{-1}*
ε_i	*Efficienza del rivestimento durante la vita operativa (i = iniziale; medio; finale)*

Sostituendo in *(7)* i valori di ε ricavati da *(6)* si ottiene:

$$\delta(i) = 0.1 \qquad \delta(m) = 0.2 \qquad \delta(f) = 0.4 \quad (8)$$

dove:

δ	*Densità di corrente di protezione [mAmq^{-1}]*
I, m, f	*Inizio, durante, fine della vita operativa*

3.1.1 Superficie da proteggere

Le struttura da proteggere presenta le seguenti caratteristiche dimensionali:

- Diametro esterno: D = 0.80 m
- Raggio esterno: r = 0.40 m
- Lunghezza totale: h_{tot} = 2.20 m

La superficie totale da proteggere si determina approssimando il serbatoio ad un cilindro ed andando ad inglobare la superficie occupata dai fondi nel cilindro stesso. Si considera, quindi, una superficie totale [A2]S_p superiore a quella reale da proteggere.

$$Sp = (A_{cilindro}) = A_{lat} + 2(A_{base}) \quad (9)$$

dove:

A_{lat}	*Superficie totale della virola (area laterale del cilindro che approssima il serbatoio) [mq]*
A_{base}	*Superficie totale del fondo (area della base del cilindro che approssima il serbatoio) [mq]*

$$Sp = (2\,r\,\pi\,h_{tot}) + 2(r^2\,\pi) = 6{,}50\,mq \quad (10)$$

3.1.2 Correnti di protezione

Le correnti di protezione (I_p) totali sono desumibili dalla relazione:

$$Ip = \delta\,Sp \quad (11)$$

dove:

I_p	*Corrente di protezione [mA]*
δ	*Densità di corrente di protezione [mAmq^{-1}]*
S_p	*Superficie totale da proteggere [mq]*

Sostituendo in (11) i valori ricavati da (8) e da (10) [A3]si ottiene:

$$Ip(i) = 0.65 \qquad Ip(m) = 1.30 \qquad Ip(f) = 2.60 \quad (12)$$

Per semplicità di calcolo si considera il valore medio: I_p = 1.30 mA

3.1.3 Massa anodica richiesta

Il dimensionamento del sistema di protezione catodica viene eseguito considerando anodi in lega di magnesio ad alto potenziale. Determinazione della massa richiesta (M_A):

$$M_A = \frac{Ip_{(medio)}\ 8760\ D}{C_A\ \eta}$$

(13)

dove:

M_A	*Massa anodica richiesta [kg]*
$I_{p(medio)}$	*Corrente media di protezione [mA]*
D	*Durata del sistema di protezione catodica assunto pari a 20 anni*
8760	*Numero di ore/annue*
C_A	*Capacità anodica della lega ad alto potenziale assunta pari a 1200 Ah/kg*
η	*Rendimento della lega anodica assunto pari a 0.5*

Pertanto la quantità minima di massa anodica richiesta per assicurare la completa protezione del serbatoio da 1000 litri risulta essere:

$$M_A = 0.38\ kg$$

(14)

3.1.4 Condizioni iniziali

Le condizioni iniziali si riferiscono al momento della posa del serbatoio nel terreno.

3.1.4.1 Caratteristiche fisico-chimiche iniziali di anodi in lega di magnesio

L [m]	$d_{equivalente}$ [m]	Peso [kg]	Cu (max)	Al (range)	Si (max)	Mn (min)	Ni (max)	Zn (range)	Fe (max)
0.14	0.09	1.5	0.02%	5.3-6.7%	0.10%	0.15%	0.002%	2.5-3.5%	0.003%

Tabella 1

3.1.4.2 Resistenze anodiche iniziali

Le resistenze anodiche iniziali (R_{Ai}) vengono determinate applicando la relazione di Dwight

$$R_{Ai} = \frac{\rho_i}{2\pi L}\left\{ln\left[\frac{2L}{dH}\left(L + \sqrt{4H^2 + L^2}\right)\right] + \frac{2H - L - \sqrt{4H^2 + L^2}}{L}\right\}$$

(15)

dove:

ρ_i	*Resistività del terreno di ricoprimento [Ωm]*
L	*Lunghezza iniziale dell'anodo [m]*
d	*Diametro equivalente iniziale dell'anodo [m]*
H	*Profondità media di posa dell'anodo. Assunto pari a 1.50 m*

Applicando nella relazione di Dwight i valori della tabella 1 ed andando a valutare le due ipotesi di terreno, ad alta e bassa resistività, si ottengono le resistenze anodiche iniziali:

$$R_{Ai1} = 9.68 \qquad R_{Ai2} = 242.11$$

(16)

dove:

R_{Ai1}	*Resistenza anodica iniziale per terreno con resistività ρ_1 [Ω]*
R_{Ai2}	*Resistenza anodica iniziale per terreno con resistività ρ_2 [Ω]*

3.1.4.3 Correnti anodiche iniziali

La corrente erogabile da ciascun anodo dipende dalla resistenza di contatto dell'anodo e dalla differenza, in valore assoluto, tra il potenziale anodico a circuito chiuso ed il potenziale di protezione.

$$I_{Ai} = \frac{|\Delta V|}{R_{Ai}} = \frac{|V_A - V_{AB}|}{R_{Ai}}$$

(17)

dove:

I_{Ai}	*Intensità di corrente anodica [$V\Omega^{-1}$]*
V_A	*Potenziale anodico a circuito chiuso. Posto pari a V_A = -1.75 V*
V_B	*Potenziale (soglia) anodico di protezione. Posto pari a V_B = -0.85 V*
R_{Ai}	*Resistenza anodica [Ω]*

Andando a valutare le due ipotesi di terreno, ad alta e bassa resistività, si ottiene:

$$I_{Ai1} = 92.93 \qquad I_{Ai2} = 3.72$$

(18)

dove:

I_{Ai1} Corrente anodica iniziale per terreno con resistività ρ_1 [$V\Omega^{-1}$]
I_{Ai2} Corrente anodica iniziale per terreno con resistività ρ_2 [$V\Omega^{-1}$]

3.1.5 Condizioni finali

Le condizioni finali si riferiscono al raggiungimento della vita utile posta pari a 20 anni.

3.1.5.1 Caratteristiche fisico-chimiche finali di anodi in lega di magnesio

Durante la loro vita operativa, gli anodi del sistema di protezione catodica riducono la propria massa con una conseguente riduzione delle loro caratteristiche dimensionali.
A titolo cautelativo si assume un consumo degli anodi stimato del 30% ed una riduzione della lunghezza pari all'1% per ogni 10% di riduzione di massa anodica.
Al termine della vita operativa, stimato in venti anni, pertanto si avranno i seguenti valori:

L [m]	$d_{equivalente}$[m]
0.10	0.06

Tabella 2

3.1.5.2 Resistenze anodiche finali

Le resistenze anodiche finali (R_{Af}) si ottengono applicando nella relazione di Dwight *(15)* i valori della tabella 2 ed andando a valutare le due ipotesi di terreno, ad alta e bassa resistività:

$$R_{Af1} = 13.72 \qquad R_{Af2} = 343.03$$

(19)

dove:

R_{Af1} Resistenza anodica finale per terreno con resistività ρ_1 [Ω]
R_{Af2} Resistenza anodica finale per terreno con resistività ρ_2 [Ω]

3.1.5.3 Correnti anodiche finali

Le correnti anodiche finali si ottengono applicando nella relazione *(17)* i dati delle resistenze anodiche finali *(19)*:

$$I_{Af1} = 65.59 \qquad I_{Af2} = 2.62$$

(20)

dove:

I_{Af1} Corrente anodica finale per terreno con resistività ρ_1 [$V\Omega^{-1}$]
I_{Af2} Corrente anodica finale per terreno con resistività ρ_2 [$V\Omega^{-1}$]

3.2 Definizione del numero di anodi

Al fine di assicurare un'adeguata protezione nelle condizioni estreme si considera la condizione progettuale peggiorativa. Nello specifico si assume:
- Corrente di protezione finale $I_{p(finale)}$ = 2.60 mA *(12)*
- Corrente anodica finale in terreno con resistività pari a I_{Af2} = 2.62 Ωm *(20)*

Il numero di anodi da impiegare scaturisce dalla seguente relazione:

$$n.anodi = \frac{Ip_{(finale)}}{\rho}$$

(21)

dove:

$I_{P(finale)}$ *Corrente di protezione finale [mA]*
ρ *Resistività dell'elettrolita [Ωm]*

$$n.anodi = \frac{2.60}{2.62} = 0.99 \quad (22)$$

Per assicurare, quindi, la completa protezione catodica del serbatoio con capacità pari a 1000 litri è necessario dotarlo di n. 1 anodo di magnesio avente un peso di 1.50 kg.
E' garantita sia la massa anodica minima sia la corrente di protezione finale tenendo in considerazione il naturale esaurimento degli stessi nel corso della vita utile.

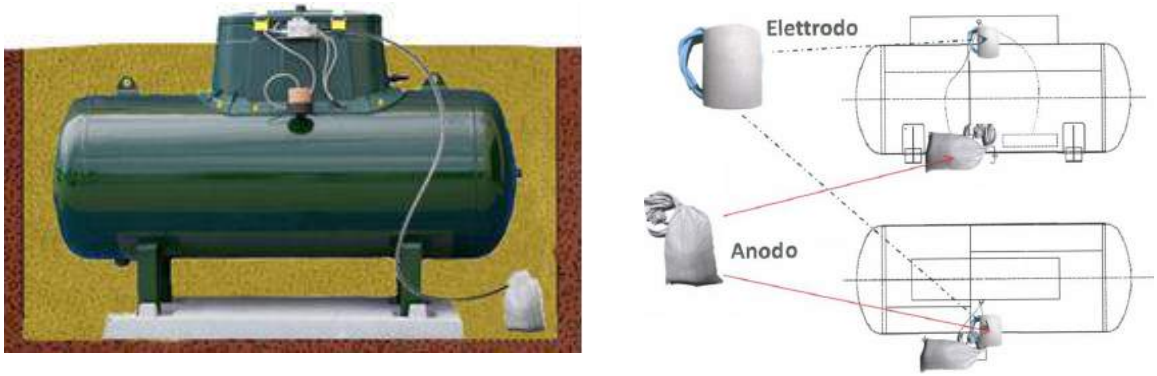


Immagine 2. Installazione di serbatoio interrato con anodo di magnesio ed elettrodo

4. Simulazione dei processi redox nell'ossidazione di un serbatoio interrato

L'involucro costitutivo di un serbatoio per stoccaggio gpl è realizzato da materiali ferrosi (Fe 410/460/510 P355NH). A contatto con gli agenti chimici presenti nel terreno e con l'umidità che, inevitabilmente, è parte integrante del sottosuolo, esso è soggetto ad azioni di corrosione di entità variabile in base a diversi fattori.
Si riportata di seguito una simulazione delle reazioni coinvolte durante il processo di corrosione di un serbatoio, costituito da Fe, a contatto con un film acquoso in cui sono presenti vari elettroliti, tra cui NaCl, oltre che l'ossigeno disciolto presente nel terreno.

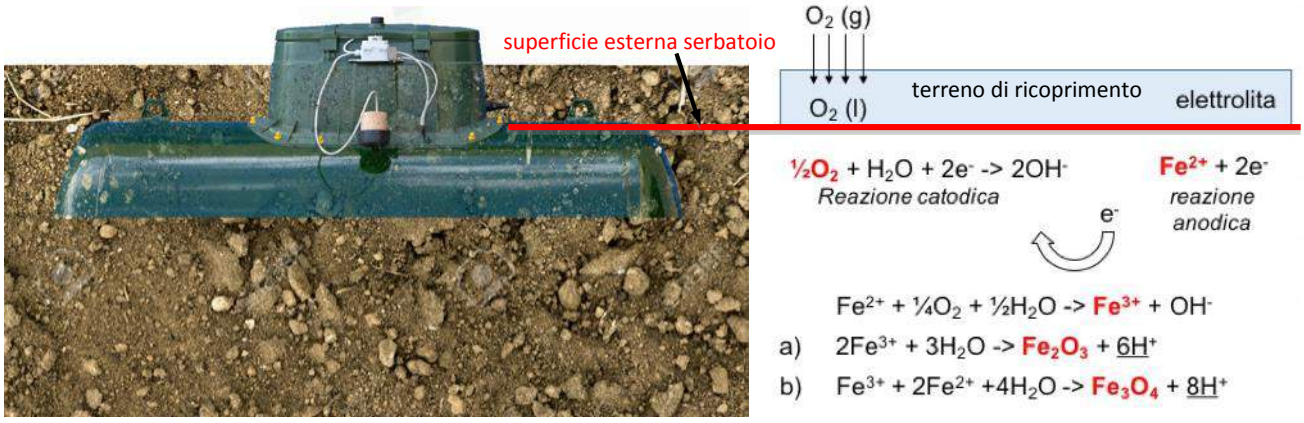


Immagine 3. Processi redox su superficie metallica del serbatoio interrato soggetto ad ossidazione

La reazione netta dell'ossidazione del Fe è la seguente:

$$\mathrm{Fe} + \frac{1}{2}\mathrm{O_2} + \mathrm{H_2O} = \mathrm{Fe(OH)_2} \qquad (22)$$

dove:

Fe	*Ferro metallico. E' la struttura costitutiva del serbatoio per gpl*
O_2	*Ossigeno gassoso (ossidante)*
$Fe(OH)_2$	*Idrossido di ferro (II)*

Considerando i potenziali standard di riduzione delle due semireazioni - Fe/Fe^{2+} (-0.44V) e O_2/OH^- (0.4V) - è possibile calcolare il potenziale della reazione netta in condizioni standard ($\Delta E°$ = 0.84V) e quindi avere informazioni sull'energia libera di Gibbs ($\Delta G° < 0$).
È possibile osservare ulteriori reazioni di ossidazione, caratterizzate da $\Delta G° < 0$, con formazione di ione Fe(III) e ossidi (Fe_2O_3 e Fe_3O_4).
I prodotti di corrosione (Fe_2O_3 e Fe_3O_4), essendo poco solubili in acqua, si presentano come prodotti spugnosi caratterizzati da una labile adesione sul metallo. Pertanto, la loro azione protettiva (passivazione) non è sufficiente a inibire e/o arrestare il processo corrosivo. Al contrario, se si fosse in presenza di un serbatoio realizzato in acciaio inossidabile, la velocità di corrosione era del tutto trascurabile. I prodotti della corrosione dell'acciaio, infatti, formano un film di ossidi continui ed aderenti alla superficie del materiale atto ad inibire il processo anodico.

Le reazioni di precipitazione (a e b) sono estremamente influenzate dal pH del terreno e pertanto una diminuzione del valore di pH (terreni acidi caratterizzati da pH< 5.5) comporta una maggiore solubilità dei prodotti di precipitazione con conseguente aumento della velocità di corrosione del metallo.
Le reazioni di combinazione tra gli ioni Fe(II) e gli ioni cloruri, prodotti dalla dissociazione di $NaCl \rightarrow Na^+ + Cl^-$, inducono la formazione di cloruro ferroso ($2Fe^{2+} + 4Cl^- \rightarrow 2FeCl_2$) che è molto solubile in acqua (685 g/L a 20°C). La formazione di cloruro ferroso non è in grado di passivare il metallo e quindi minimizzare la velocità di corrosione sulla superficie metallica del serbatoio.

5. Conclusioni

La corrosione del metallo a base di ferro, che caratterizza l'involucro del serbatoio da interro, è un insieme di reazioni chimiche spontanee. Un'adeguata progettazione dell'impianto catodico, mediante anodi sacrificali in magnesio, è, pertanto, alla base del sistema di sicurezza dell'impianto per stoccaggio gpl.
E' un valido procedimento atto a minimizzare le reazioni corrosive ed è in grado di preservare l'integrità del metallo riducendo notevolmente il rischio di fenomeni di sgretolamento della superficie metallica che, nel tempo, potrebbero inficiare il corretto funzionamento (in sicurezza) del serbatoio.

6. Bibliografia

[1] Pedeferri, Lazzari. Cathodic Protection. Polipress. Milano, 2006

[2] UNI EN 12817:2010 - Attrezzature e accessori per GPL

[3] UNI EN 13636:2004 - Protezione catodica di serbatoi metallici interrati

[4] UNI EN 12954:2002 - Protezione catodica di strutture metalliche interrate o immerse

[5] CPS srl. Fascicolo Tecnico PS001. Serbatoi GPL. Montalto Uffugo, 2012, vol.1

[6] Bazzoni. Corrosione e protezione dei materiali metallici. Università Bergamo, 2006

[7] Gentile. Norme nazionali ed europee nell'ambito della protezione catodica di strutture metalliche. APCE, 2008.

[8] Pierre, Roberge. Handbook of corrosion engineering, McGraw-Hill Professional, 2000.

[9] Vladimir, Bagotsky. Fundamentals of Electrochemistry, 2ª ed., Wiley-Interscience, 2005.

[10] Cynthia. Handbook of Electrochemistry, Elsevier Science, 2007.

Ringraziamenti

Gli autori ringraziano la ditta CPS srl di Montalto Uffugo (CS) per la disponibilità ed il supporto tecnico e documentale fornito durante la stesura del presente documento.

Esame della rottura di alcune viti di fissaggio zincate, per una migliore comprensione del meccanismo di infragilimento da idrogeno

G. Gabetta*, N. Buongiorno*, M. Battagliarin**, M. Gennaro**, P. Zonta**

*Eni S.p.A.
**TMLabs

Sommario

Durante la costruzione di una piattaforma off-shore, si è verificata la rottura di alcune viti di fissaggio della gru con cabina alla piattaforma stessa. Le viti a testa esagonale M27 x 150 (classe di res.10.9) sono fabbricate in acciaio 34CrMo4, rivestito di Zn applicato con immersione a caldo in accordo alla ASTM 153. La rottura è probabilmente dovuta al disallineamento della flangia. Tuttavia, l'esame dei bulloni da parte del contraente ha mostrato qualche indicazione di infragilimento da idrogeno.
L'infragilimento da idrogeno (HE) è un meccanismo di rottura ben noto, osservato molto spesso in questo tipo di componenti. Nel caso di elementi di fissaggio zincati a caldo, in letteratura le rotture sono attribuite al decapaggio acido effettuato prima della zincatura, oppure, quando avvengono in esercizio, a tensocorrosione. Un recente documento, riguardante casi di infragilimento da idrogeno osservato nei bulloni di un ponte negli Stati Uniti, propone un meccanismo diverso, causato dalla liberazione dell'idrogeno intrappolato nel metallo a livello profondo, che diventerebbe mobile alla temperatura di fusione dello zinco, raggiunta durante la procedura di zincatura. Secondo questo autore, l'idrogeno non può diffondere fuori dalla vite a causa della barriera formata dalla zincatura stessa.
Nel tentativo di dare un contributo per una migliore comprensione del meccanismo di rottura, sono state esaminate alcune viti, rotte ed integre, della stessa partita di quelle nelle quali è stata osservata la rottura in campo. I risultati sono discussi in questo lavoro.

1. Introduzione

I tiranti sono componenti importanti per le attrezzature a pressione in quanto ne garantiscono la stabilità e il fissaggio. In genere sono componenti che vengono realizzati in acciaio ad alta resistenza e quando il loro impiego è previsto in atmosfera aggressiva, ad esempio in ambiente marino, vengono zincati per proteggerli dalla corrosione. Trattandosi di acciaio ad alta resistenza, questi componenti sono stati trovati in alcuni casi suscettibili ad infragilimento da idrogeno.
Il meccanismo di rottura che viene chiamato infragilimento da idrogeno è un fenomeno complesso, influenzato da diversi parametri, ed è oggetto di studi da molti anni; tuttavia, per chi si trova a dover applicare in campo dei componenti di questo tipo, non è facile confrontarsi con gli innumerevoli studi riportati in letteratura, e trasformarli in prescrizioni per l'uso che non siano ambigue o inadeguate. In particolare, in alcuni casi gli standard sono troppo generici oppure troppo conservativi. Alcune rotture avvenute a partire dagli anni '70 hanno convinto il Comitato ASTM F16 (on fasteners) a rifiutare la zincatura per immersione in metallo fuso (hot dip galvanizing) dei tiranti ASTM A490 [1]. In Europa e in altri stati, invece, la procedura è rimasta tra quelle comunemente applicate per i tiranti ISO 898-1 classe 10.9 [2], oggetto di questo articolo. Una delle cause che possono scatenare il fenomeno dell'infragilimento da idrogeno, è la preparazione delle superficie prima della zincatura. Già a partire dal 1999, l'associazione tedesca dei fabbricanti di tiranti (Deutscher Schraubenverband – DSV) ha pubblicato una guida dettagliata che riguarda le

proprietà dei materiali e i processi di fabbricazione, in cui si prescrive che la superficie venga preparata con pulitura meccanica e non con trattamenti galvanici [3]. Più di recente, Salim Brahimi, chairman del Gruppo di lavoro ASTM "Committee F16 on Fasteners", ha sostenuto in alcuni articoli che la semplice immersione dei tiranti nello Zinco fuso può causare la diffusione dell'idrogeno - presente nel materiale a livello delle trappole profonde. Questo idrogeno, secondo Brahimi, non sarebbe in grado di "uscire" dal materiale a causa dello strato superficiale di Zinco [4].
Come utilizzatori di questi componenti, abbiamo avuto un caso di rottura che ad un primo esame era spiegabile in modo semplice ed immediato come dovuto ad un errore di montaggio, cioè ad un sovraccarico causato a sua volta da un disallineamento della flangia probabilmente dovuta al disallineamento della flangia, procurato dalla deformazione termica a seguito surriscaldamento dovuto alla saldatura dei fazzoletti di rinforzo sulla stessa. Il fornitore prevedeva che tale accoppiamento risultasse perfetto attraverso una lavorazione di fresatura da 50 mm a 45 mm, attività tuttavia non effettuata. Una ulteriore verifica svolta in loco ha confermato inoltre che il valore delle coppie di serraggio è risultato conforme ai valori di specifica del costruttore. Tuttavia, l'esame della superficie di frattura ha rivelato che in alcune zone il meccanismo di rottura poteva essere attribuito ad infragilimento da idrogeno. Si sono aperti quindi due possibili scenari che ci hanno spinto ad approfondire lo studio:

- È stato deciso un esame più approfondito delle superfici di frattura e delle condizioni del materiale, per capire quale potesse essere veramente il meccanismo di rottura, e come possa essersi innescato in una situazione che non era ancora di esercizio.
- Attraverso questi studi ed il confronto con la letteratura scientifica, si vorrebbe arrivare alla stesura di una procedura operativa per l'utilizzo corretto dei tiranti negli impianti eni, in modo da dirimere la discussione in corso e prescrivere, nel modo più corretto possibile, quali devono essere le caratteristiche dei materiali, i processi di fabbricazione e l'eventuale trattamento di zincatura.

L'attività è ancora in corso; in questo articolo si riporteranno alcuni risultati relativi alla prima parte, che si ritiene siano di interesse per quanto riguarda un approfondimento dei meccanismi di rottura.

2. Infragilimento da idrogeno

Una definizione abbastanza utilizzata per l'infragilimento da idrogeno è la seguente: si tratta di una perdita di duttilità in un metallo o lega, causata dall'idrogeno in combinazione con carichi applicati, sia dall'esterno che internamente - come sforzi residui. L'idrogeno può essere prodotto esternamente, a causa delle reazioni elettrochimiche dovute alla corrosione, oppure può trovarsi accumulato all'interno del materiale come conseguenza dei processi di fabbricazione dell'acciaio o del componente in esame.
Si riconoscono quindi tre fattori che devono essere contemporaneamente presenti perché si verifichi questo fenomeno:

- Carichi di trazione
- Sorgenti di idrogeno (interne o esterne)
- Suscettibilità del materiale

L'infragilimento da idrogeno richiede tempo. Il tempo necessario per osservare la rottura può variare in funzione delle caratteristiche del materiale e dell'ambiente.
Quando un acciaio ad alta resistenza viene sottoposto ad un carico di trazione, l'idrogeno atomico contenuto nell'acciaio diffonde verso le zone di maggior sforzo (tipicamente per un tirante si tratta della zona al di sotto della testa della vite, e/o della cavità corrispondente al primo filetto impegnato (vedi Fig.1), e si concentra all'apice dei microdifetti presenti nel materiale, favorendone la crescita.

Nel caso esaminato in questo lavoro, la rottura è avvenuta in tempi rapidi. Si può quindi escludere che l'idrogeno, se presente, possa provenire dall'ambiente di lavoro dei tiranti. La suscettibilità del materiale è il punto cruciale, e viene tenuta sotto controllo imponendo, a specifica, una durezza inferiore a 39 HRC che corrisponde a bassa suscettibilità ad infragilimento da idrogeno. I tiranti di classe ISO 898-1, 10.9 rispondono a queste caratteristiche.
Si tratta però di considerare piuttosto la suscettibilità del componente nel suo insieme, in quanto l'infragilimento come già detto sopra può dipendere dal processo di realizzazione del tirante, dai trattamenti termici subiti, e anche dalle procedure messe in atto per la zincatura.
Come detto sopra, secondo S.Brahimi [5] la temperatura (400-450 °C) a cui viene sottoposto un tirante durante la procedura di zincatura a caldo (Hot dip) sarebbe sufficiente a mobilizzare l'idrogeno intrappolato nel metallo a livello profondo, causandone la diffusione e provocando l'infragilimento. Questa spiegazione però non è condivisa da buona parte della comunità scientifica.
La presenza di frattura fragile è abbastanza facile da evidenziare nello studio delle superfici "a posteriori". Non è altrettanto immediato riuscire ad attribuire la rottura ad un meccanismo di infragilimento da idrogeno.



Figura 1. Tirante in cui la frattura è avvenuta lungo la filettatura

3. Osservazioni

3.1 Rapporto emesso da CTS

Una prima osservazione dei tiranti dopo la rottura [6] ha portato alle seguenti conclusioni:

- La composizione chimica rientra nei limiti previsti per l'acciaio 34CrMo4, secondo la norma UNI EN 10083-3, e rispetta i requisiti previsti dalla norma UNI EN ISO 898-1 per la classe di resistenza specifica;
- Per quanto riguarda le proprietà meccaniche, sono stati evidenziati:
  - carico di rottura e di scostamento dalla proporzionalità superiori ai valori richiesti,
  - caratteristiche di duttilità in termini di allungamento e strizione inferiori ai limiti richiesti,
  - tenacità a temperatura ambiente leggermente superiore al limite previsto;
- Dal confronto con i requisiti di prodotto (viti Classe 10.9) si evidenzia che i valori relativi alle caratteristiche tensili (Rm - Rp0,2 - A) risultano conformi ai requisiti

mentre il valore di strizione è leggermente inferiore (-3,5%) rispetto al minimo prescritto.

L'osservazione delle superfici di frattura ha permesso di concludere che:

- In corrispondenza della porzione finale della frattura è possibile riconoscere un comportamento tendenzialmente duttile del materiale caratterizzato dalla presenza di microcavità (dimples);
- Spostandosi verso la zona di innesco la morfologia della frattura tende ad assumere un aspetto misto con evidente perdita della deformazione di tipo plastico, fino a poter riconoscere, a maggiore ingrandimento, la presenza di una significativa decoesione dei grani cristallini caratteristica di un danneggiamento per infragilimento da idrogeno, accompagnato dal tipico andamento *intergranulare* della lesione stessa.

3.2 Ulteriori osservazioni al SEM

Presso i laboratori Tecnomare di Venezia (TM Labs) sono state osservate le superfici di frattura di alcuni tiranti.

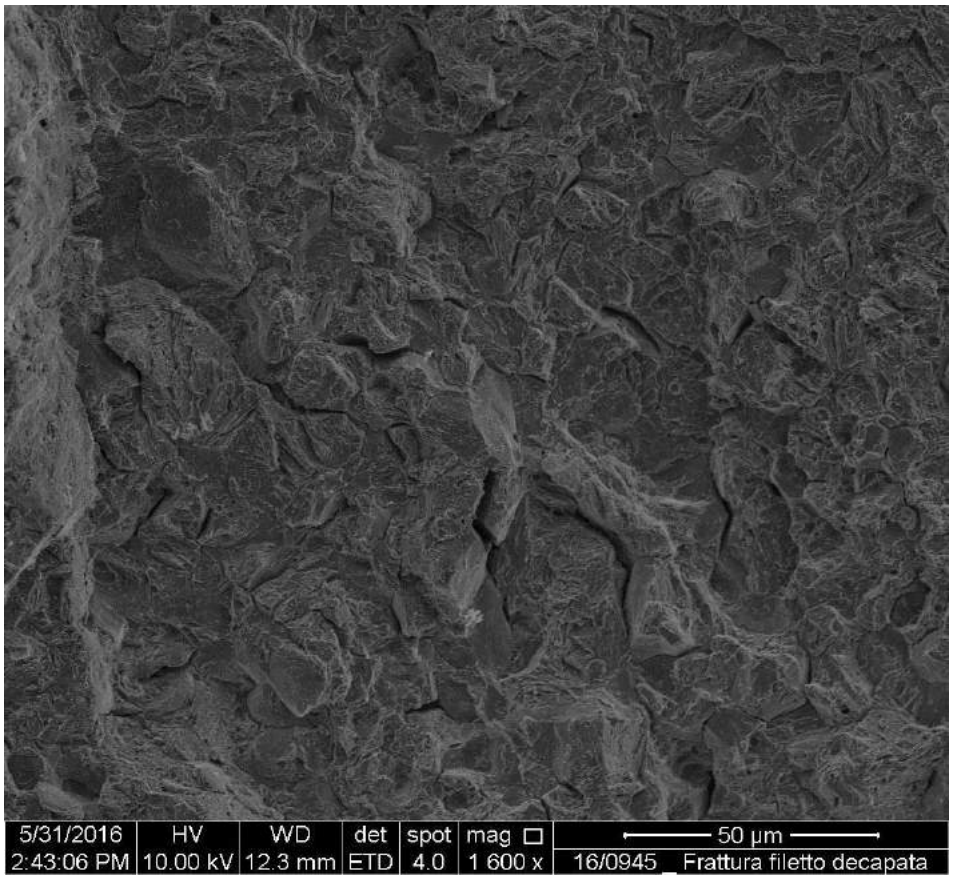


Figura 2. Superficie prevalentemente intergranulare

Sono state osservate in particolare una superficie di frattura che corrisponde alla cava di un filetto e una superficie di frattura che corrisponde alla zona subito sotto la testa. Le osservazioni dettagliate sono state eseguite utilizzando un FEG-SEM ad alta risoluzione (FEI, modello INSPECT F50): sono state acquisite micrografie utilizzando quasi

esclusivamente elettroni secondari, per evidenziare i dettagli morfologici fini anche ad ingrandimenti medio/bassi.
Analogamente a quanto è stato riportato nell'analisi della rottura di alcuni tiranti di un ponte americano [7], si osserva morfologia di tipo intergranulare nella zona che corrisponde all'innesco (vedere Figura 2). Questa frattura intergranulare non è molto estesa, si notano isole di dimensione ridotta ma frequenti in cui la morfologia intergranulare è ben distinguibile, inframmezzate da zone in cui è evidente la presenza di superfici stirate che rivelano una componente di deformazione plastica. In Figura 3 vediamo un esempio a più alto ingrandimento.

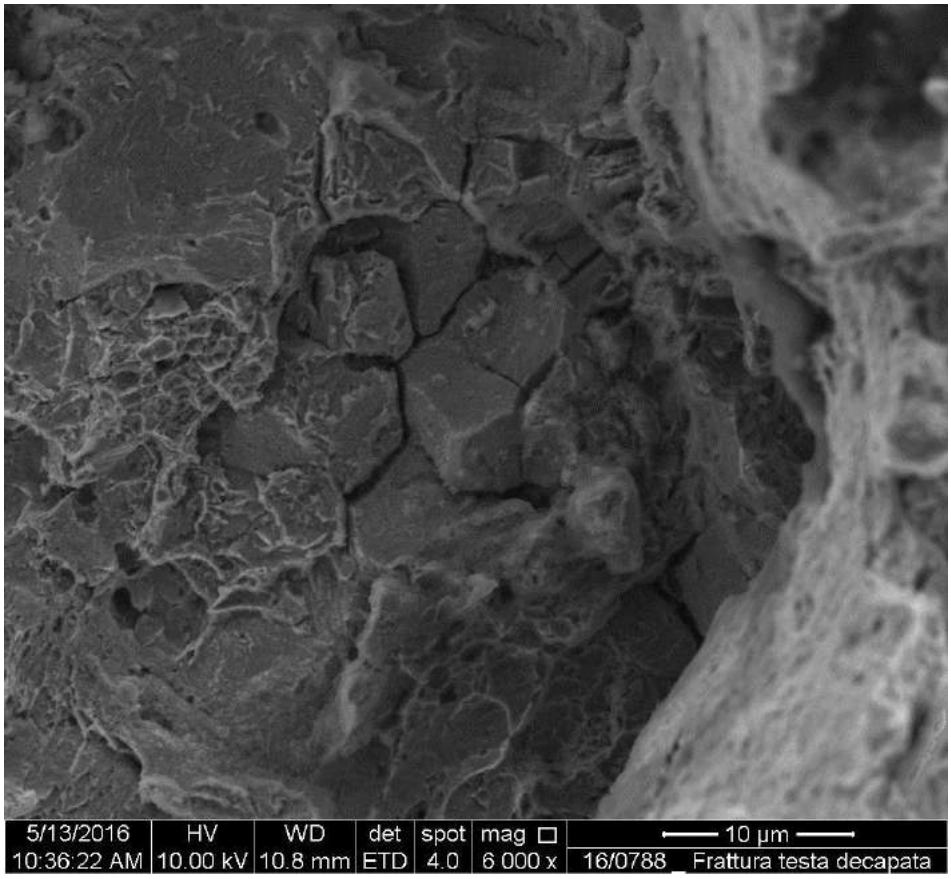


Figura 3. Isola intergranulare a più alto ingrandimento

Nelle zone in cui la cricca è più estesa, inoltre, si vede con chiarezza la presenza di superficie con le caratteristiche tipiche del clivaggio, cioè di un altro tipo di frattura fragile, di cui si può vedere un esempio in Figura 4. In effetti, anche nel rapporto di cui al rif. 7 è stato osservato del clivaggio, attribuito dagli autori a scarsa tenacità del materiale.
La frattura per clivaggio è riportata in letteratura come anch'essa dovuta ad uno dei tanti meccanismi di infragilimento da idrogeno [8].; può anche essere semplicemente un segno di scarsa duttilità del materiale. Tuttavia, l'acciaio 34CrMo4 a temperature ambiente ha comportamento duttile, come è stato anche evidenziato da TCS con prove di resilienza. Per quanto riguarda l'infragilimento da idrogeno invece, è ben noto che i tiranti di classe 10.9 sono definibili "borderline", soprattutto per quanto riguarda la variabilità del materiale.

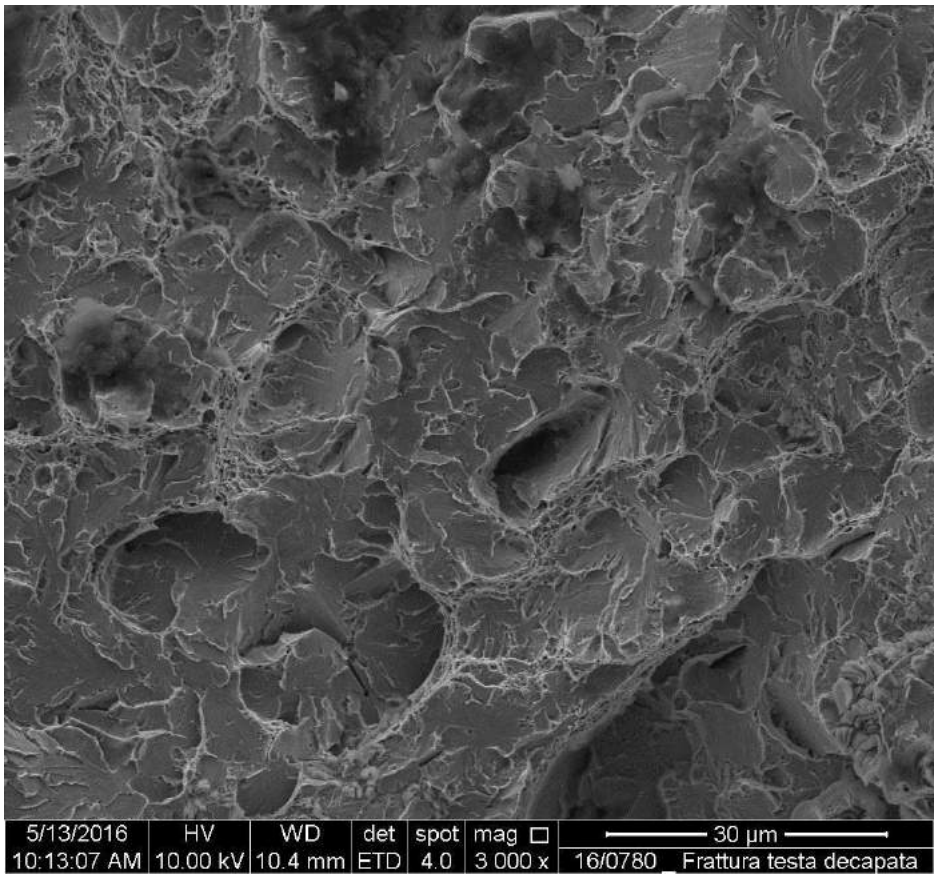


Figura 4. Esempio di frattura per clivaggio nella zona sotto la testa del tirante; si notano alcuni distacchi di grani (punti tripli)

Nel nostro caso ad esempio, la variabilità delle caratteristiche meccaniche del materiale all'interno di una singola vite è stata anche documentata da una mappatura della microdurezza (Figura 5, [9]). In effetti, la suscettibilità ad infragilimento da idrogeno dipende dalla microstruttura, dalla quantità di idrogeno presente nel materiale e nell'ambiente, e dallo sforzo a cui il componente è sottoposto. La microdurezza a sua volta è una misura che dipende dalla microstruttura e dalle proprietà meccaniche locali.

						351
						358
						375
FILETTATURA						348
352	351	325	334	351	355	356
361	394	351	344	328	348	
358	322	366	338	381	322	
304	324	341	319	315	308	294
348	307	325	338	362	331	309

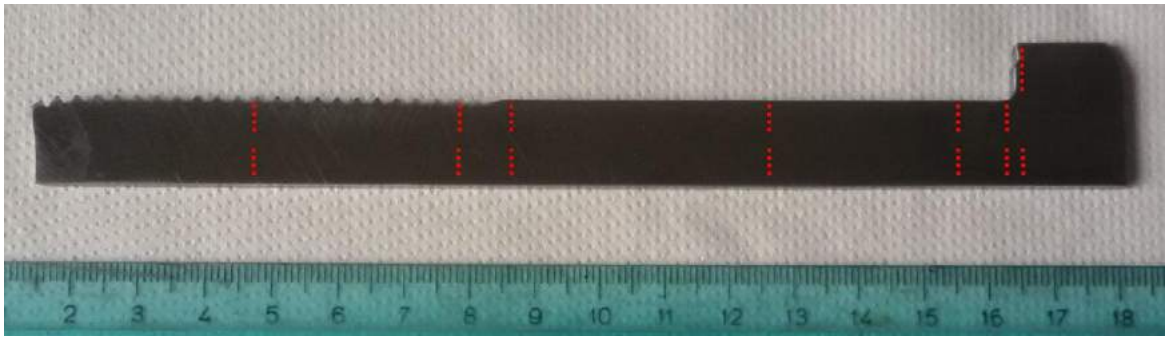


Figura 5. Mappatura della microdurezza Vickers (300 grammi) sulla sezione di un tirante integro

Una ulteriore conferma della presenza di zone più o meno suscettibili può essere tratta dalla foto in Figura 6, presa sulla superficie di frattura in corrispondenza di un filetto. In questa foto si vede una cricca intergranulare, con direzione quasi perpendicolare al piano di frattura, vicino alla quale si possono osservare sia zone stirate che faccette simili al clivaggio. Va ricordato che nelle cave di un filetto si concentrano gli sforzi, e si può facilmente arrivare ad un carico che localmente si avvicina allo snervamento.

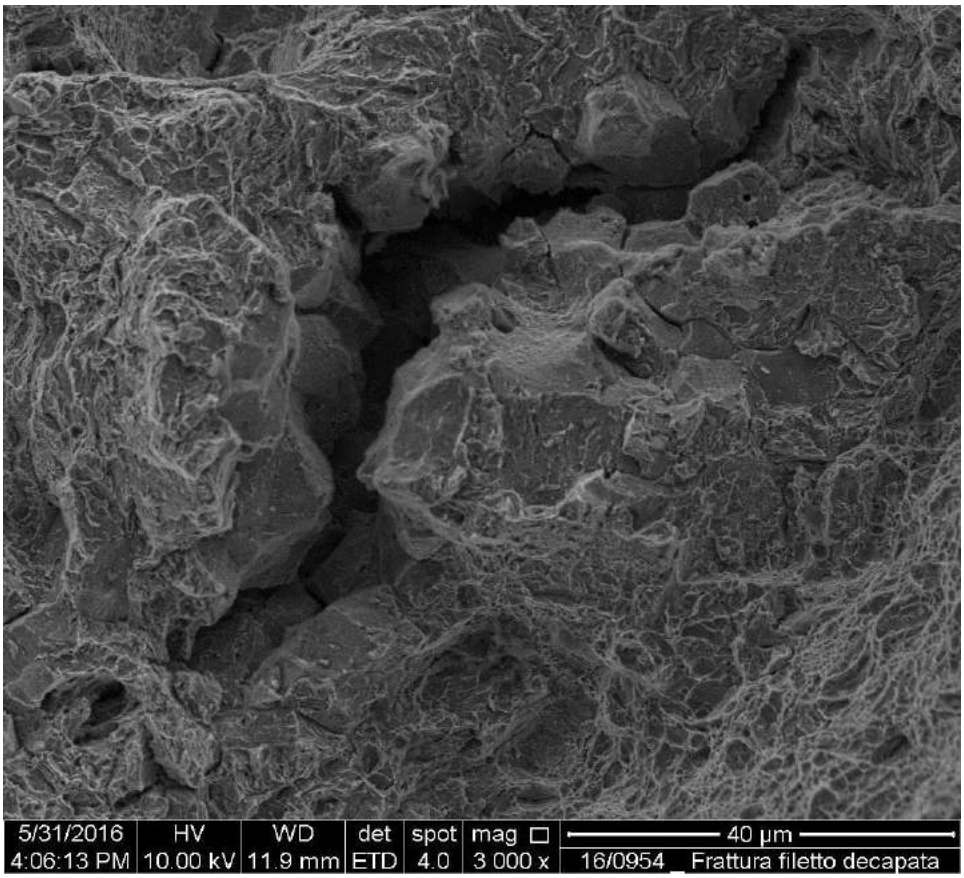


Figura 6. Zona di distacco intergranulare sulla superficie di frattura corrispondente alla zona del filetto

Le diverse osservazioni riportate finora portano quindi a risultati non univoci. Si può infatti affermare con certezza che la rottura è stata dovuta alla presenza di un sovraccarico, causato dal disallineamento della flangia. Tuttavia, le caratteristiche delle superfici di frattura portano a concludere che almeno a livello locale il materiale abbia mostrato un comportamento fragile, a cui hanno corrisposto diversi meccanismi di danno - in corrispondenza delle diverse modalità di frattura. Il fatto che questi meccanismi facciano parte della "famiglia" che viene descritta come "infragilimento da idrogeno" non è provato in modo definitivo. Infatti i tiranti non sono stati esposti ad ambiente corrosivo, per cui si può soltanto ipotizzare che l'idrogeno possa essere in caso presente come conseguenza dei processi di fabbricazione.
Va considerato da una parte che le caratteristiche del materiale, pur corrispondenti alle specifiche, non erano omogenee. Questo potrebbe aver favorito alcuni meccanismi di rottura in alcune zone di alcuni tiranti. Un comportamento di questo tipo è stato osservato in altri casi nei tiranti ad alta resistenza tipo 10.9, che infatti sono stati banditi in alcuni paesi. Secondo un parere ottenuto da Robert Cottis [10], conviene per questo tipo di impiego utilizzare tiranti di classe inferiore, tipo 8.8, oppure, volendo continuare ad utilizzare i tiranti tipo 10.9, è necessario curare le caratteristiche dell'acciaio, evitando le irregolarità microstrutturali e la presenza di impurità, con specifiche molto stringenti.
In seguito a questa rottura, è stato deciso di approfondire l'argomento per riuscire ad emettere una linea guida sull'impiego dei tiranti zincati negli impianto dell'eni. La prima fase di questo lavoro, esposta in questo articolo, è consistita nell'esame approfondito delle caratteristiche della frattura. Per confermare la presenza di infragilimento da idrogeno potrebbe essere utile approfondire lo studio utilizzando altre tecniche di indagine che permettono di valutare la presenza di idrogeno all'interno del metallo.

4. Conclusioni

L'esame approfondito delle superfici di frattura di alcuni tiranti zincati tipo 10.9, rotti a causa del sovraccarico dovuto al disallineamento di una flangia, non ha permesso per ora di determinare in modo univoco il meccanismo di danno. Alcune delle caratteristiche osservate sembrano supportare l'ipotesi dell'infragilimento da idrogeno, ma con diversi meccanismi. La presenza di diversi meccanismi potrebbe essere legata alla variabilità delle caratteristiche del materiale, che è stata osservata anche in letteratura su altri casi di rottura di tiranti.
Dal punto di vista di chi utilizza questi componenti, è importante a questo punto un approfondimento delle problematiche, per riuscire a formulare una linea guida sull'applicazione in campo. Occorre in particolare stabilire se i tiranti vadano rivestiti con zincatura a caldo, oppure con altri tipi di rivestimento, o addirittura senza rivestimento; Occorre soprattutto fornire delle procedure efficaci e molto stringenti, di fabbricazione e di verifica delle caratteristiche di questi componenti che sono critici anche nel caso delle attrezzature in pressione.

Ringraziamenti

Gli autori ringraziano CTS (ing. Labiancia) e Navalmare per aver messo a disposizione i campioni che sono stati esaminati.

Bibliografia

[1] ASTM A490, Standard Specification for Structural Bolts, Alloy Steel, Heat Treated, 150 ksi Minimum Tensile Strength.

[2] ISO 898-1, Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel Part 1: Bolts, screws and studs with specified property classes - Coarse thread and fine pitch thread.

[3] Deutscher Schraubenverband EV. DSV-GAV-Richtlinie Feuerverzinkte Schrauben 2009-07-01, Technical delivery conditions for steel for fasteners with enhanced requirements.

[4] Brahimi S et al. Effect of surface processing variables on hydrogen embrittlement of steel fasteners part 1: Hot dip galvanizing. Canadian Metallurgical Quarterly, 2009;48(3):293-302

[5] Brahimi S. Fundamentals of Hydrogen Embrittlement in Steel Fasteners, Ibeca Technologies Corp., 2014
http://www.boltcouncil.org/files/HydrogenEmbrittlementInSteelFasteners-Brahimi.pdf

[6] Relazione Tecnica CTS No 1315, Sui risultati dei controlli metallurgici effettuati su due serie di viti classe 10.9 zincate a caldo risultate fratturate dopo un breve periodo dall'installazione

[7] Brahimi S, Aguilar R, Christensen C. Metallurgical Analysis of Bay Bridge Broken Anchor Rods S1-G1 & S2-A6, May7, 2013
http://www.baybridgeinfo.org/sites/default/files/pdf/E2%20Shear%20Key%20Rod%20Failure%20Fracture%20Analysis%20Report_5.7.13.pdf

[8] Lynch S. Hydrogen embrittlement phenomena and mechanisms, Corros Rev 30. 2012:105-123

[9] Zonta P. Caratterizzazione di tiranti in acciaio zincato. TM Labs. 8 marzo 2016

[10] Cottis R. comunicazione privata

Applicabilità delle tecnologie “smart” per la gestione dell’integrità delle attrezzature negli impianti di processo

P. Agnello*, S. M. Ansaldi*, P. A. Bragatto*

*Inail - DIT

Sommario

Nell’ultimo decennio si è registrato uno sviluppo impressionante delle tecnologie sensoristiche e di comunicazione macchina-macchina, tanto da parlare di “internet delle cose” (IoT). Lo sviluppo di queste tecnologie, di origine militare o medica, viene sostenuto dalla loro integrazione in oggetti di larghissimo consumo. Gli impieghi per la sicurezza del lavoro sembrano potenzialmente enormi, ma al momento sono concentrati in pochi settori. Le applicazioni nell’industria di processo sono ancora agli inizi. In questa direzione un notevole sforzo di ricerca è stato avviato e ad esso INAIL contribuisce in modo rilevante. Lo scopo del lavoro è dare un quadro generale della ricerca nel settore dei dispositivi “smart” per la sicurezza. Obiettivo specifico è quello di valutare in particolare alcuni benefici attesi per l’integrità delle attrezzature in pressione (e non) all’interno degli impianti chimici, petroliferi ed energetici. I diversi livelli di disponibilità delle tecnologie (da integrare, da ingegnerizzare, da sviluppare) sono tenuti in considerazione ai fini anche di orientare la ricerca. La trattazione comprende la discussione di alcuni esempi concreti di tecnologie smart per la sicurezza industriale, tratte dai progetti SAF€RA in corso di completamento.

1. Scenario

1.1 Generalità

Le tecnologie “smart” (intelligenti), anche note come “internet delle cose” (Internet of Things, IoT), sono in grado di monitorare e controllare oggetti fisici, catturare dati e trasferirli via rete (wirless) a computer dedicati, al cloud o a software applicativi per la loro analisi [1]. Un dispositivo intelligente fornisce all’oggetto a cui è associato l’unicità di identificazione e la possibilità di comunicazione e di monitoraggio con l’oggetto mediante sensori.

L’ “internet delle cose” diffuso inizialmente per scopi hobbistici e applicazioni di uso quotidiano, come controllo di elettrodomestici, domotica, ha avuto notevole sviluppo in settori lavorativi, quali agricoltura e edilizia, che non godevano di uno stato di automazione particolarmente elevato, anzi talvolta ne erano privi.

Per avere benefici significativi da dispositivi “intelligenti”, dotati cioè di tecnologie “smart”, si richiede di mettere a punto soluzioni comprensive di software, hardware, tecnologie di comunicazione e di rete, in grado di lavorare assieme. Attualmente l’internet delle cose è in uno stato di continua e rapida evoluzione, a volte anche caotica, senza necessariamente fare riferimento a sistemi, reti o interfacce standard. Mentre nel mondo delle applicazioni di consumo e commerciali questo è un punto di forza, per l’utilizzo in ambienti industriali, quali le industrie di processo, deve essere opportunamente organizzato per garantire che non possa diventare fonte di rischi, per esempio, per la sicurezza. Le peculiarità di tecnologie “smart”, come illustrate in figura 1, sono: identificazione, sensore, comunicazione, azione. Introdurre tecnologie “smart” in ambienti industriali richiede innanzitutto la capacità di identificazione dei componenti che si intende monitorare e controllare. Gli identificatori variano in base a diverse caratteristiche, quali: la memorizzazione e la modifica dei dati, la necessità di alimentazione, se attivo o passivo. I dispositivi di tipo Barcode e QR sono

identificatori bi- e tri-dimensionali molto semplici che hanno capacità limitata di memorizzazione dei dati che non possono essere modificati; sono etichette passive che non richiedono alimentazione, ma hanno bisogno di un lettore. Dispositivi RFID (Radio Frequency Identification) sono comprensivi di antenne e possono ricevere e trasmettere dati, si tratta di tecnologie ormai consolidate di cui sono note anche le limitazioni, per esempio di problemi legati a collisione quando le letture dei dati si sovrappongono oppure quando molti tags di questo tipo sono presenti in una stessa area e rispondono contemporaneamente.

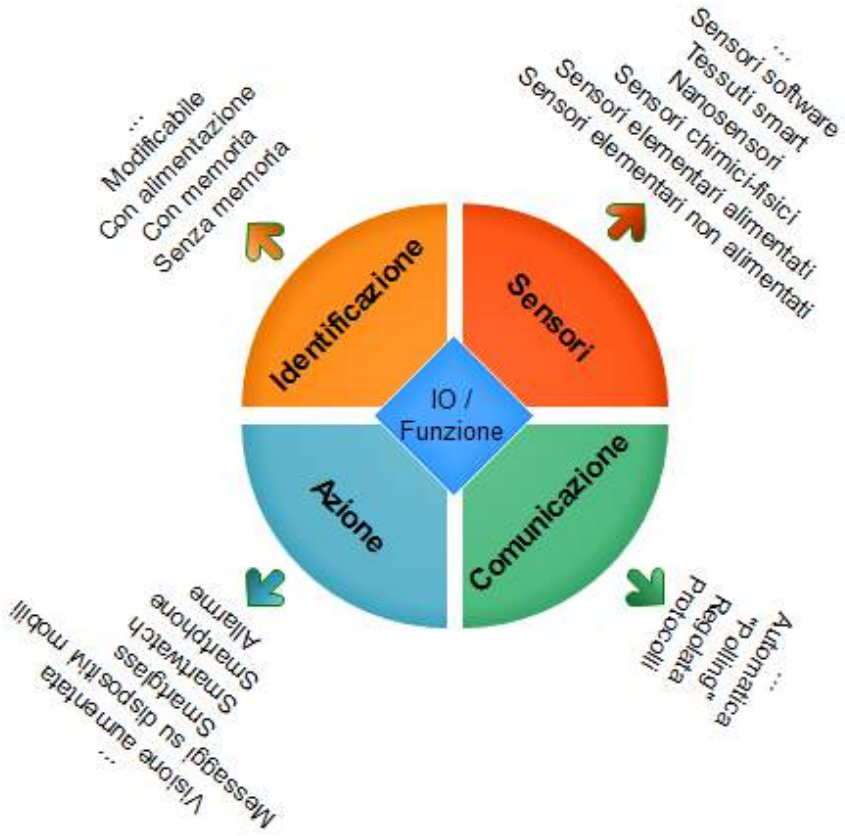


Figura 1. Schema delle caratteristiche di tecnologie “smart”

Accanto a dispositivi di etichettatura semplici, si possono considerare identificatori anche quei dispositivi più complessi che supportano anche altre funzionalità e sono in grado di “colloquiare” con altri dispositivi. I beacon sono dispositivi progettati per attrarre l’attenzione su posizioni specifiche, i più semplici, equivalenti a led, cioè punti di illuminazione, altri sono dispositivi elettronici a bassa energia che trasmettono dati di identificazione, di posizione. Anche le tecnologie NFC (Near Field Communication), un insieme di protocolli di comunicazione che permettono a due dispositivi elettronici di comunicare possono essere utilizzati per funzionalità di identificazione.
Con “sensore” tradizionalmente si intendono tutti quei dispositivi che quando sono esposti a fenomeni fisici, quali temperatura, pressione, vibrazione o movimento, producono un segnale in uscita di tipo elettrico, meccanico, magnetico. In questo studio il termine “sensore” assume un significato più ampio, i parametri fisici non sono più semplicemente misurati, ma sono valutati sulla base di fattori e criteri differenti, per esempio per valutare il benessere o il comfort di una persona (nanosensori, tessuti “smart”), per una visione aumentata (videocamere), o per rilevare la presenza di sostanze pericolose (naso

elettronico). Ci sono sensori complessi, composti da uno o più sensori elementari combinati con algoritmi specifici per l'elaborazione dei dati, cosiddetti sensori software.
Un altro aspetto che sta alla base delle tecnologie "smart" è sicuramente la capacità di comunicazione tra dispositivi, oltre a Internet si utilizzano tecnologie di rete particolari, quali LTE, ZigBee, WiFi, IEEE 802.15.4. Oltre all'aspetto dei protocolli di comunicazione, fondamentale per il trasferimento di dati e informazioni, è anche importante sottolineare le modalità di comunicazione che possono avvenire in modo automatico, oppure regolato secondo logiche predefinite, quando si verificano certe condizioni, si può decidere cosa trasferire e in quale forma.
Infine, l'aspetto dell'azione o presentazione delle informazioni non è da sottovalutare, perché corrisponde alla scelta più opportuna di come rappresentare l'informazione. Gli allarmi visivi e sonori sono i mezzi comunemente utilizzati per trasmettere informazioni di pericolo o di attenzione. I messaggi elettronici sono usati anche per comunicare informazioni. Si stanno affermando modalità più sofisticate, legate alla rappresentazione della realtà virtuale, quale la realtà aumentata con smartglass.

1.2 Industria di processo

L'industria di processo ha raggiunto, ormai da molti anni, una sofisticata automazione "wired" con reti e computer dedicati per il controllo e il monitoraggio dei processi chimici, fisici e delle sostanze coinvolte.

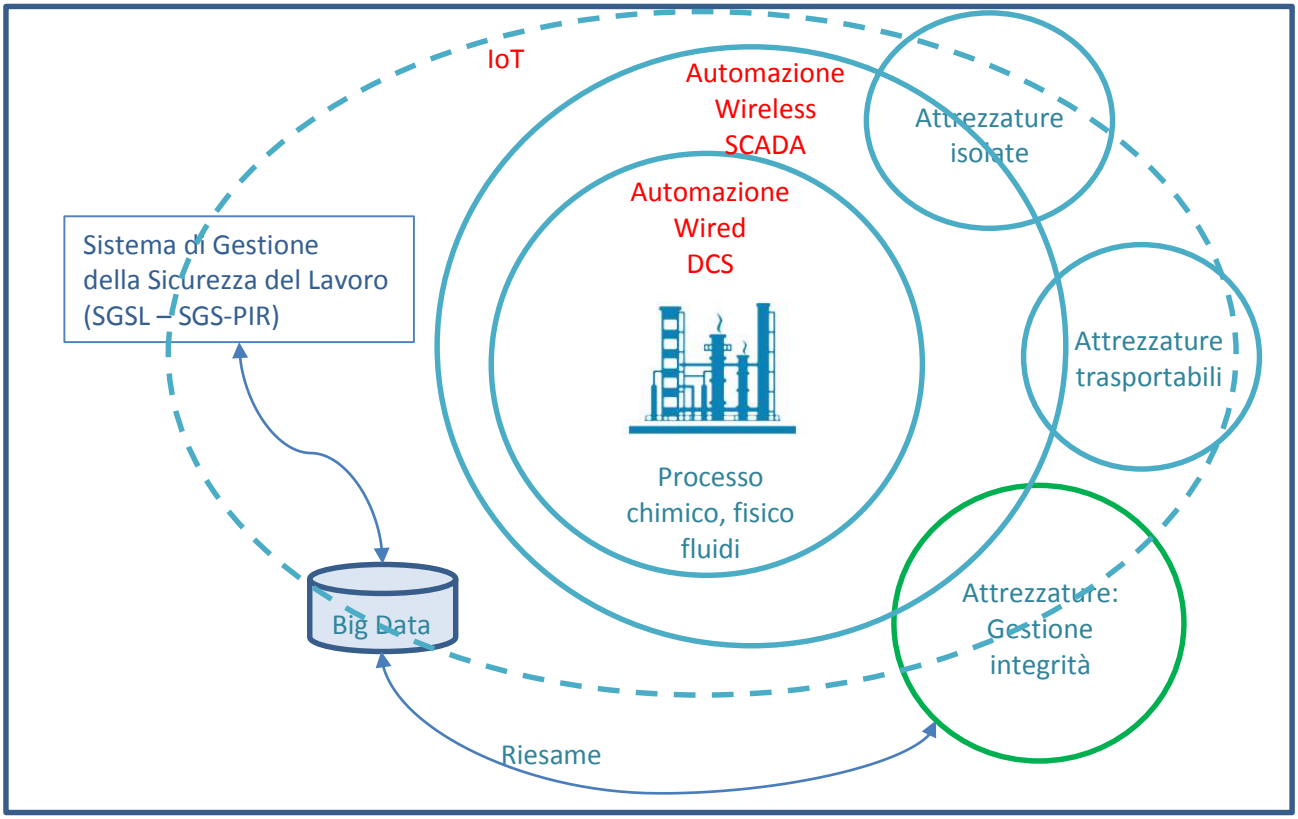


Figura 2. Scenario nelle industrie di processo con IoT

Lo schema di figura 2 illustra come siano molte le aree che restano escluse da questo tipo di automazione, alcune corrispondono ad attrezzature fisiche, quali quelle isolate o quelle trasportabili. Ci sono anche delle aree che possono considerarsi di tipo più gestionale che, pur avendo un impatto sulle attrezzature, non sono direttamente coinvolte dal sistema di automazione. Il Sistema di Gestione della Sicurezza SGS, che struttura e organizza in modo

razionale tutte le attività relative alla sicurezza dell'impianto, le monitora e ne assicura la coerenza, resta al di fuori dei sistemi di automazione. Anche la gestione delle attrezzature, in particolare quelle in pressione, rientra parzialmente in ambito automazione solo per quanto riguarda gli aspetti funzionali di esercizio. Le attività invece di gestione dell'attrezzatura stessa, per esempio le verifiche periodiche, di stabilità, le previsioni dello stato di vita dell'attrezzatura sono tutte attività gestite in ambito SGS come procedure o istruzioni, ma che richiedono sempre un esplicito intervento umano.
Il controllo e il monitoraggio delle attrezzature lungo tutto il loro ciclo di vita potrebbero avere notevoli ed interessanti sviluppi se potessero accedere alla mole di dati che vengono generati dai sensori che monitorano e controllano il processo.
D'altra parte, anche l'automazione del processo si sta avviando verso l'impiego di tecnologie wireless (soluzione SCADA), anche se con cautela, dal momento che architetture wireless devono garantire livelli alti di protezione e di misure di sicurezza ("security"), al fine di evitare ogni tipo di intrusione ed accesso indesiderato alla rete.
Lo studio, in accordo con lo schema descritto, si articola in due parti, una sui sistemi di gestione della sicurezza del lavoro ed una sulla gestione del ciclo di vita delle attrezzature in pressione.

2. Soluzioni "smart" in ambito SGS

Le tecnologie "smart" per essere di beneficio in un ambiente industriale devono essere integrate in un sistema informativo. I sistemi di gestione della sicurezza del lavoro SGSL e quelli dei pericoli di incidenti rilevanti SGS-PIR rappresentano i sistemi informativi strutturati cui fanno riferimento tutte le attività relative alla sicurezza dell'impianto e dei lavoratori. Pertanto si sono analizzate le soluzioni basate su tecnologie intelligenti, che utilizzano modelli e software specifici, e forniscono informazioni integrabili in un sistema strutturato.
Lo studio effettuato ha analizzato quali soluzioni intelligenti possono essere di supporto alla sicurezza del lavoro e quali siano i punti del sistema di gestione della sicurezza a trarre vantaggi dalla loro applicazione in stabilimento. Questo rappresenta un ulteriore passo avanti verso una sempre più stretta integrazione tra gli aspetti di gestione e di documentazione della sicurezza, cioè procedure e istruzioni operative, e l'ambiente di lavoro reale, composto di attrezzature e dispositivi in cui operano i lavoratori.

2.1 Applicabilità in SGS

La Tabella 1 illustra, nella prima colonna, i punti del SGS a cui si riferiscono le attività di sicurezza, colonna 2. Nella terza colonna sono indicate le possibili soluzioni basate su tecnologie "smart" che possono fornire utili informazioni per prevenire incidenti e/o infortuni.

SGS	Funzionalità/Attività	Soluzioni con tecnologie "smart"
Identificazione dei pericoli	Avviso immediato di pericolo di sostanze pericolose, di salute del lavoratore	1.1 Sistemi di rilevamento sostanze pericolose integrando nasi elettronici, sensori sanitari indossabili, e comunicazione su dispositivi personali (es. smartwatch)
Risorse, ruoli responsabilità…	Gestione accessi ad aree potenzialmente pericolose	2.1 Sistema per rilevamento presenza/conteggio persone in aree classificate mediante sensori di vicinanza, identificatori di area, blocchi automatici per accessi, comunicazione informazioni essenziali.
	Utilizzo dei DPI sulla base del profilo - mansione	2.2 Sistema integrato con identificazione RF dei DPI e delle attrezzature e aree di lavoro con sistemi di persuasione ai comportamenti corretti.

SGS	Funzionalità/Attività	Soluzioni con tecnologie “smart”
Competenza, formazione, consapevolezza…	Corsi di formazione	3.1 Sistema basato sulla “realtà virtuale” per la simulazione di impianti, attrezzature e comportamenti e l’apprendimento di procedure di esercizio normale e di emergenza.
Gestione dei documenti Comunicazione	Presentazione efficace delle informazioni	4.1 Sistema di presentazione, basato sull’estrazione da un data base documentale attivato attraverso identificatori personali e di area e di attrezzature e comunicazione su dispositivi personali (es. Smartphome)
Controllo Operativo	Istruzione operative assistite	5.1 Sistemi su dispositivi personali, integrati con sensori di posizione e movimento per l’esecuzione di istruzioni operative di sicurezza.
		5.2 Sistemi di rilevazione interferenze su attrezzature di sollevamento, basati su realtà virtuale per la prevenzione di collisioni.
	Verifiche periodiche	5.1 Sistemi di identificazione attrezzature (QR o RF) per la gestione degli obblighi.
Gestione delle modifiche	Tracciatura dei componenti dell’impianto	6.1 Sistema di identificazione di attrezzature e componenti basato su QR o RF collegato automaticamente alla banca dati attrezzature.
Emergenza	Supporto alla squadra di emergenza	7.1 Sistema uomo a terra (segnalazione automatica in caso di presunta caduta) commerciale
		7.2 Sistema di rilevamento automatico posizione e movimento in aree congestionate in condizioni di scarsa visibilità (fumo)
		7.3 Sistemi di identificazione RF per dispositivi individuali di emergenza ed altri presidi di sicurezza
Sorveglianza misura delle prestazioni	Sistemi di rilevamento dei comportamenti critici	8.1 Sistema integrato fra sensori gestuali, sensori di orientamento/movimento, sensori sanitari indossabili (smartwatch) per la individuazione di comportamenti potenzialmente pericolosi.
Incidenti, quasi incidenti non conformità	Sistemi di segnalazione	8.1 Sistema di segnalazione manuale non conformità da parte degli operai con rilevamento di dati di localizzazione ed identificazione attrezzature e contenitori
	Identificazioni anomalie minori di processo	8.1 Elaborazioni software per individuare dai Data acquisti dai sistemi di controllo automatici (wired) di eventuali anomalie di processo.
Audit interno Riesame	Safety walk	10.1 Sistemi a supporto di un ispezione visiva dell’impianto con Sensori di localizzazione e presentazione delle informazioni.
Dispositivi di protezione individuale e collettiva	Utilizzo di materiali innovativi	11.1Tessuti con sensori intelligenti che si adattano alle situazioni
	Dispositivi intelligenti	11.2 DPI che dialogano con l’ambiente e con il lavoratore

Tabella 1. SGS, funzionalità e soluzioni “smart” di supporto

2.2 Esempi di soluzioni

La terza colonna della Tabella 1 illustra le soluzioni possibili, alcune di esse sono già disponibili come prodotti commerciali o molto vicine a diventarle, altre rappresentano risultati di progetti di ricerca. Per la soluzione 2.1 relativa al rilevamento della presenza ed il conteggio di persone in specifiche aree di stabilimento, classificate in base a rischi (ATEX), con la possibilità di avere regolatori automatici per l’accesso a queste aree, esistono già sul mercato prodotti commerciali.

La soluzione individuata per l'avviso di presenza delle sostanze pericolose (1.1 della Tabella 1) è affrontato dal progetto POD ("Plurisensorial device to prevent Occupational Disease") [2], il cui obiettivo è quello di sviluppare un sistema che sia in grado di avvertire il lavoratore e renderlo consapevole di condizioni pericolose, in particolare per problemi di respirazione, trasmettendo i dati alla sala controllo. Il sistema si basa su dispositivi indossabili per il monitoraggio delle condizioni di salute del lavoratore e sul naso elettronico per il monitoraggio delle condizioni ambientali. La peculiarità del progetto sta nell'integrazione di queste tecnologie accompagnata dalla particolare attenzione ai problemi di ergonomia e comfort richiesti ai dispositivi di protezione individuali.
Il progetto SODYRA [2] affronta il problema relativo all'utilizzo dei DPI sulla base dei profili, delle mansioni del lavoratore, dei macchinari utilizzati e delle eventuali aree pericolose accedute, utilizzando uno "smart object" sviluppato nel progetto e dotato di tecnologia Blue tooth a bassa energia. Esso fornisce una soluzione di tipo 2.2 da Tabella 1.
Il sistema AGILE-G 2.0 [3] è un'applicazione web-based, utilizzabile con dispositivi personali (smartphone o tablet), di supporto all'uso dei sistemi di gestione della sicurezza per le PMI, in particolare per quelle Seveso (d.lgs.105/15), SGSL e SGS-PIR. La peculiarità del sistema è quello di essere basato su una rappresentazione digitale dello stabilimento integrata con il sistema di gestione. Perciò i documenti della sicurezza, quali istruzioni operative e procedure, sono prontamente raggiungibili sia navigando nella struttura del SGS che accedendo dalla banca dati delle attrezzature e delle aree di lavoro, come indicato al punto 4.1 della tabella 1. Il sistema è uno strumento per la segnalazione di non conformità e quasi-incidenti, che possono essere registrate direttamente dai lavoratori, identificando le attrezzature e i dispositivi coinvolti, ma anche le documentazioni correlate (9.1 Tabella 1).
Il progetto SPRINCE (Smart PRocess Industrial CranE) [2] affronta il problema di sicurezza delle attrezzature di sollevamento, in particolare le gru, impiegati per la movimentazione di carichi nelle industrie di processo. Il progetto si basa sulla convinzione che molti degli incidenti delle gru dovuti alla vista ostruita sono prevedibili. L'obiettivo è quello di trovare la migliore piattaforma che possa migliorare il rendimento di posizionamento per le gru industriali, offrendo alta velocità di esecuzione, facile integrazione, costi e consumi contenuti, bassa occupazione di memoria su calcolatori, buon supporto e precisione al posizionamento dell'oggetto mediante una guida visuale usata per muovere il carico nella corretta posizione. Il sistema utilizza tecnologie "smart" di visione aumentata, un sistema macchina fotografica-computer-monitor installato sulla gru che deve agevolare il lavoratore nel visualizzare il carico e gli ostacoli. Modelli statistici e algoritmi di calcolo sulle immagini stereoscopiche sono alcuni degli elementi software che contribuiscono, insieme alle tecnologie "smart", a raggiungere la soluzione indicata al punto 5.2 della Tabella 1.
Il progetto RISING (indooR localizatIon and building maintenance uSing radio frequency Identification and inertial NaviGation) [2] affronta i problemi di sicurezza dei lavoratori e di consapevolezza di situazioni lavorative utilizzando RFID (Radio Frequency IDentifition) e sensori inerziali. È stato progettato e implementato un sistema ibrido di localizzazione e di consapevolezza delle situazioni lavorative integrando i dati di navigazione inerziale con le informazioni fornite dai tag degli RFID. Queste soluzioni sono applicabili per la gestione delle emergenze, vedi 7.1 e 7.2 della tabella 1.
Nell'ambito delle soluzioni smart per la protezione individuale dei lavoratori, il progetto SmartPro (Smart PROtective solutions for industrial safety and productivity in the cold) [2] si prefigge l'obiettivo di sviluppare soluzioni proattive di riscaldamento per guanti e indumenti da lavoro che integrano sensori smart avanzati per il monitoraggio della fisiologia termica del lavoratore e per fornire avvisi precoci se lo stress da freddo sta aumentando in modo eccessivo, vedi 11.1.
Dalla Tabella 1 si evince la possibilità di automatizzare alcune delle istruzioni operative presenti nel SGS. La figura 3 illustra uno schema che raffigura il legame e i vantaggi che un

sistema di gestione può avere con l'introduzione di dispositivi "smart", rappresentati dal simbolo illustrato in figura 1.

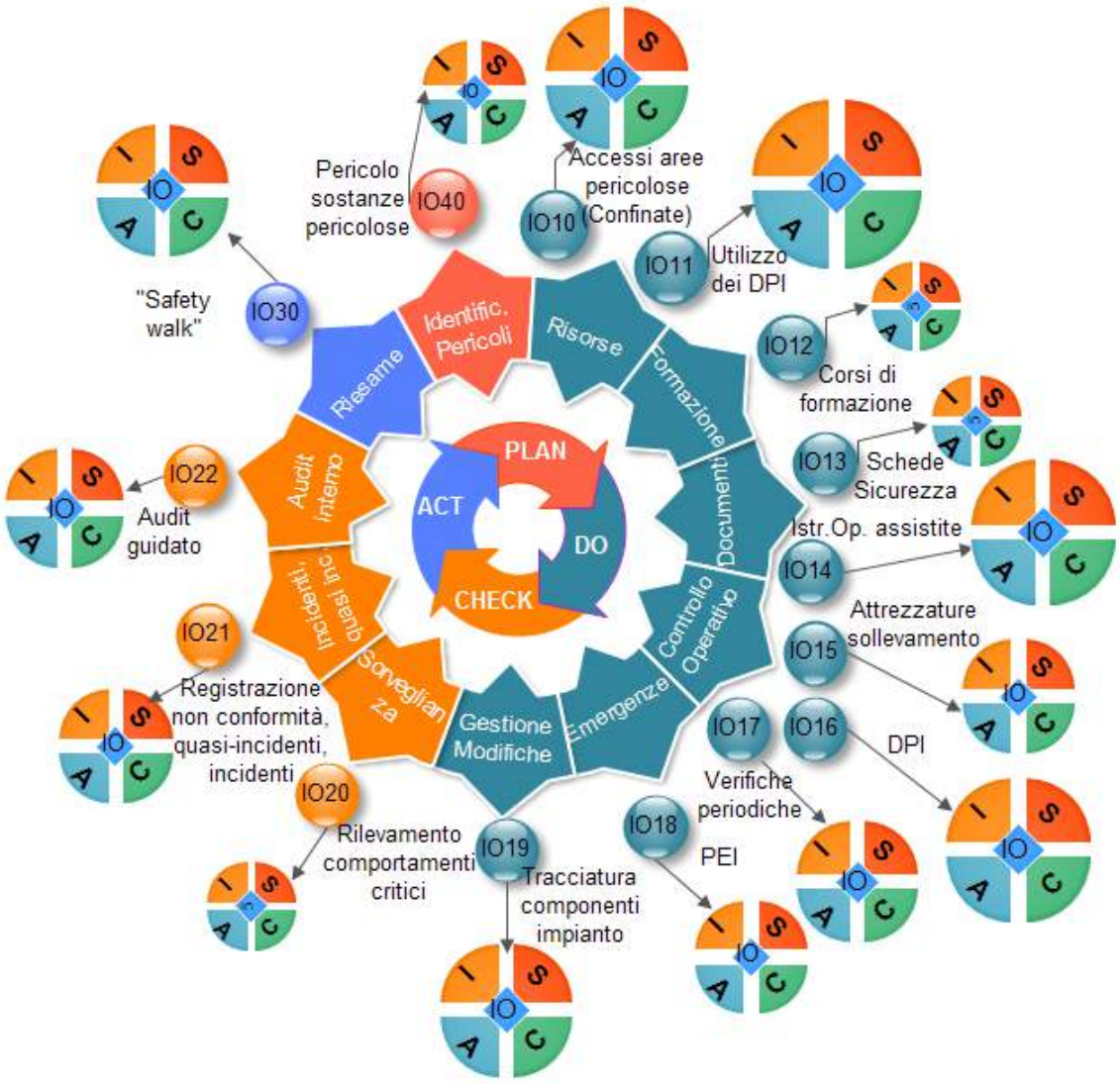


Figura 3. Integrazione di funzioni SGS con tecnologie SMART

3. Tecnologie "smart" per le attrezzature a pressione

La gestione dell'integrità e funzionalità delle attrezzature di processo è un aspetto essenziale del controllo operativo, nell'ambito del sistema di gestione. La trattazione è fatta in modo separato perché la tipologia di sensori si colloca, rispetto ai sensori descritti in precedenza, in una fascia molto più alta sia di costo che di complessità. In molti casi pur trattandosi di prodotti già presenti sul mercato, la ricerca di base per lo sviluppo dei sensori è ancora in corso, mentre per i sensori presentati hanno già una completa maturità, derivando dal campo militare o medico, per i quali sono stati a suo tempo ben validati.

3.1 Sistemi SMART per l'integrità delle attrezzature in pressione

La gestione dell'integrità delle attrezzature (in particolare quelli in pressione) lungo l'intero ciclo di vita degli stabilimenti è finalizzata innanzitutto a prevenire guasti che possano

portare a fermate produttive più o meno prolungate, costi aggiuntivi imprevisti, incidenti con perdita di materiali pericolosi e di energia e conseguenze anche gravi per il personale, gli impianti, le strutture, l'ambiente esterno e la popolazione. La gestione dell'integrità consente, inoltre di prolungare il tempo di vita degli impianti, assicurando che nel tempo i vari meccanismi di deterioramento (e.g. corrosione, erosione, fatica) siano sempre tenuti sotto controllo e senza ridurre i livelli di sicurezza iniziali. La gestione dell'integrità prevede una serie di prove, misurazioni e verifiche programmate nel tempo in modo da individuare tempestivamente possibili danneggiamenti delle attrezzature, quali ad esempio perdite di spessore e formazione di cricche. La frequenza dei controlli risulterà da un compromesso fra la necessità di assicurare un livello di sicurezza anche ad attrezzature con lunghi periodi di esercizio in condizioni critiche alle spalle e contenere i costi diretti ed indiretti stessi. Per alcune attrezzature particolarmente critiche, in particolare ai fini dell'innescarsi di incidenti rilevanti, un piano di misure ad intervalli più o meno ravvicinati può diventare non sufficiente, per cui può essere necessario passare ad un vero e proprio monitoraggio dello stato di conservazione delle attrezzature. Si tratta in pratica di dispositivi di non grande ingombro che vengono fissati in particolare posizioni su tubature o recipienti critici. Questi dispositivi eseguono in modo automatico e ripetitivo una misurazione puntuale di un parametro critico, tipicamente lo spessore della parete del recipiente/tubatura. I dispositivi sono dotati di un sistema di comunicazione, di solito di tipo wireless, che consente di inviare i dati di misura raccolti ad una unità centrale, che raccogliendo i dati provenienti da un certo numero di sensori analoghi installati in posizioni diversi, potrà elaborare in tempo reale indicazioni oggettive sulle condizione delle attrezzature sotto controllo. Ovviamente si tratta di sensori di tipo molto più complesso e costoso dei comuni sensori base a grandissima diffusione e pure più complessi e costosi dei tipici sensori utilizzati, fra l'altro, per il rilevamento dei gas. I dati delle misurazioni sono trasformati in un avviso quando c'è un funzionamento imprevisto o si verificano condizioni che portano a guasti imminenti. Le azioni correttive per evitare il guasto o l'evento indesiderato vengono attivate automaticamente, se possibile, o, più comunemente, attraverso azioni umane a livello operativo o direzionale. Le configurazioni potranno variare in funzione della tipologia di attrezzatura da controllare, del tipo di danneggiamento da prevenire. In molti casi la complessità dei fenomeni richiede che i dati di misurazioni vadano inseriti in un sistema per integrarli con una serie di informazioni puntuali. La conoscenza dei vari meccanismi si possono condurre a guasti presenti nell'impianto fornisce le basi per mettere a punto modelli predittivi, che ha consentiranno di prendere le decisioni più giuste per assicurare un esercizio profittevole sicuro degli impianti [4, 5, 6]. Pur trattandosi di campo di ricerca piuttosto recente, i risultati raggiunti sono in alcuni casi ad un altro grado di maturità e sono stati già trasferiti ad applicazioni industriali. Il settore che inizialmente ha svolto un ruolo trainante è stato quello dell'ingegneria civile ed in particolare il monitoraggio dell'integrità di strutture critiche quali i ponti, per i quali sono stati prodotti i primi sistemi pervasivi per il rilevamento tempestivo di danneggiamenti che mettessero in pericolo la stabilità delle strutture. Il settore petrolifero ha spinto ulteriormente per lo sviluppo di sistemi di monitoraggio delle condizioni d'integrità. In relazione alle caratteristiche di acidità e contenuto in sabbia del greggio, è sicuramente una delle prime applicazioni, il monitoraggio delle condizioni di corrosione ed erosione delle tubature, dentro e fuori le raffinerie, è una priorità alla quale si risponde con reti di sensori ad ultra suoni posizionati in vari punti e connessi fra di loro in modo wireless. Questi sistemi sono disponibili commercialmente e sono già installati in almeno un centinaio di raffinerie in America, Asia ed Europa (inclusa Italia), nonché su numerose piattaforme e siti di estrazione. Anche in altri settori, fra cui energia e petrolchimica si stanno proponendo soluzioni basate sul monitoraggio continuo della corrosione.

Per il mondo petrolifero questa non è la sola applicazione che sfrutta le potenzialità di reti di sensori wireless. Le applicazioni già sperimentate coprono anche altre materie fra cui quelle

che hanno comunque importanza anche ai fini della sicurezza. A titolo puramente illustrativo si riportano in tabella alcune applicazioni possibili:

1. Monitoraggio delle pompe con unità wireless per la misurazione automatica di vibrazioni, pressione e livello dei fluidi di tenuta al fine di rilevare tempestivamente problemi di vibrazioni eccessive, cavitazione e perdita di tenuta. La manutenzione può essere notificata dei problemi in sospeso, con evidente vantaggio riduzione delle interruzioni non programmate. Ben maggiore il vantaggio se si considera che in aree GPL un guasto alle pompe può causare un esplosione con possibile scenario incidentali.
2. Monitoraggio degli scambiatori. Per evitare l'intasamento degli scambiatori dovuti alla bassa qualità del greggio, si possono aggiungere misuratori wireless sui banchi di scambio termico, per avere una quantità di dati adeguata ad evidenziare con il dovuto anticipo indesiderati fenomeni di intasamento con perdita di efficienza e possibili guasti.
3. Monitoraggio efficienza e stato di salute delle Torri Raffreddamento con sistema multi sensore (conducibilità, acidità, flusso temperatura) integrati e collegati wireless
4. Monitoraggio degli scaricatori di condensa. Basati su reti wireless di sensori acustici che identificano eventuali malfunzionamenti degli scaricatori. Sono quindi in grado di riconoscere sia gli scaricatori che si aprono in modo scorretto, sia quelli bloccati.

Monitoraggio valvola di scarico continuo con sensori acustici collegati wireless conferisce agli impianti la capacità di rilevare tutte le perdite ed intervenire immediatamente.
Uno studio molto recente dimostra che l'applicazione delle soluzioni tecnologiche sopra elencate, caratterizzate da costi molto contenuti può portare ad una raffineria notevoli risparmi sui costi d'esercizio, con tempi di ritorni d'investimento sempre inferiori all'anno, per non parlare dei vantaggi in termini di riduzione dei primi assicurativi ed ovviamente della maggiore sicurezza [7].

3.2 Sicurezza di recipienti trasportati

Il trasporto e lo stoccaggio dei gas pericolosi all'interno di recipienti in pressione è un elemento essenziale in molte filiere produttive sia nel settore chimico che in altri settori. Per questo sono stati sviluppati sistemi per il monitoraggio dei gas pericolosi durante il trasporto. Attraverso la rilevazioni di potenziali pericoli si possono disporre contromisure tempestive ed evitare incidenti. Questi sistemi si basano sulla combinazione di tecnologia della comunicazione, sensori chimici ad elevata efficienza, identificatori RF. Le proprietà dei sensori devono includere elevata precisione, lunga durata, tempi di risposta brevi e consumi energetici ridottissimi, per la massima durata della batteria. Il sensore è integrato con un identificatore RFID ed, eventualmente, con altri sensori di complemento, quali livello, temperatura, inclinazione, vibrazioni, ossigeno, monossido di carbonio, ecc. In mancanza di sensore chimico specifico per la sostanza trasportata le variazioni delle concentrazioni di ossigeno forniscono un indicazione importante su possibili perdite. Le indicazioni ausiliarie su temperature, inclinazioni e vibrazioni preavvertono di situazioni potenzialmente pericolose. Infine in caso di perdita conclamata la comunicazione rapida con una banca dati consente di rendere disponibile immediatamente le informazioni di sicurezza utili per le operazioni di emergenza [8]. Considerando che il numero di incidenti connessi al trasporto delle sostanze pericolose è considerato, di solito, di un ordine di grandezza degli incidenti connessi alla produzione delle medesime sostanze, è evidente l'importanza di soluzioni "smart", che con costi contenuti permettono di ridurre i rilasci di sostanze in fase di trasporto.

3.3 Sicurezza di attrezzature isolate

Non tutte le attrezzature in pressione sono all'interno di impianti di processo ad automazione più o meno elevata. In alcuni casi si può avere semplicemente una caldaia dotata solo di controlli base tutti manuale. La disponibilità di sensoristica non intrusiva permette di aggiungere sui punti critici alcuni misuratori con collegamenti wireless. L'elaborazione dei dati acquisti può essere personalizzata con software facilmente reperibili, ottenendo con costi minimi e soprattutto senza cablaggi ed modifiche delle attrezzature un sistema di controllo che permette di migliorare l'affidabilità del sistema ed indirettamente aumentarne la sicurezza. [9]

4. Conclusione

Gli sviluppi per l'applicazione di tecnologie Smart avranno un notevole impatto nei prossimi anni sulla gestione della sicurezza all'interno di stabilimenti industriali. Anche le attività di controllo e verifica ne dovranno tenere conto. In particolare l'attività di verifica delle attrezzature potrà giovarsi dei sistemi di identificazione smart, come pure della visione aumentata. Anche l'attività ispettiva svolta a vario titolo negli stabilimenti industriali, incluse le visite ispettive svolte in ambito "Seveso", dovranno considerare la presenza capillare e pervasiva di queste soluzioni, che possono agevolare in modo considerevole la gestione della sicurezza.

5. Bibliografia

[1] Muhić I, Hodzić M. Internet of Things: Current Technological Review and New Low Power Wireless Sensor Network Protocol Proposal. Southeast Europe Journal of Soft Computing. Settembre 2014;3(2):46-56.

[2] http://www.safera.industrialsafety-tp.org/

[3] Bragatto PA, Agnello P, Ansaldi S, Pirone A. Improved safety procedures for small chemical companies. Safety and Reliability of Complex Engineered Systems – Podofillini et al. (Eds) © 2015 Taylor & Francis Group, London

[4] Bergman JD, Lee SJ, Chung H, Li I. Real-time active pipeline integrity detection (RAPID) system for corrosion detection and quantification. EWSHM-7th European Workshop on Structural Health Monitoring. Luglio 2014.

[5] Kim, Jong-Hoon, et al. Autonomous pipeline monitoring and maintenance system: a RFID-based approach. EURASIP Journal on Wireless Communications and Networking 2015;1:1-21.

[6] Wold K, Stoen R, Rapone M. Integration of intrusive and non-intrusive methods for corrosion and sand/erosion monitoring. La Metallurgia Italiana, 2013.

[7] Schodowski E. Wireless sensing improves refinery operations. American Fuel & Petrochemical Manufacturers. 114th Annual Meeting in http://www2.emersonprocess.com/, 2016

[8] Bartholmai M, Stoppel M, Petrov S, Hohendor, Goedecke T. Two application examples of RFID sensor systems identification and diagnosis of concrete components and monitoring of dangerous goods transports. Acta Imeko. 2015;4(2):85-89

[9] Paavola M. Wireless technologies in process automation-review and an application example. Control Engineering Laboratory. University of Oulu, 2007.

Gestione delle attrezzature a pressione in acciaio smaltato nell'industria chimica

F. Taurasi*, E. Ferrari**

*Inail - UOT di Campobasso
**F.I.S. - Fabbrica Italiana Sintetici S.p.A

Sommario

I recipienti a pressione o reattori utilizzati nell'industria chimica spesso devono operare con fluidi aggressivi e con sbalzi termici. Un'attrezzatura a pressione si può considerare un reattore chimico che è il luogo nel quale avviene la reazione. Le sue caratteristiche e le condizioni in cui esso opera influenzano notevolmente la struttura generale del processo e il tipo di operazioni unitarie da compiere perché in esso si svolgono fenomeni di natura fisica simultaneamente alle trasformazioni chimiche. Nell'industria chimica per particolari sintesi sono utilizzati reattori smaltati (rivestiti con materiale vetroso). Questa soluzione conferisce alta resistenza nei confronti di quasi tutte le sostanze, risulta insensibile all'azione degli agenti ossidanti o riducenti e non presenta alcun effetto catalitico. Per contro si possono avere delle criticità ad esempio dovute a shock termici, utilizzo di composti fluorurati, ecc., che possono causare rottura dello smalto e conseguentemente attacco corrosivo sullo strato metallico.

1. Introduzione

Dai dati in letteratura si riscontra che gli eventi occorsi negli ultimi anni nell'industria di processo, chimica e petrolchimica, per quasi il 50% sono stati causati da rotture meccaniche, con l'80% riconducibile ad attrezzature in pressione e gli apparecchi a pressione sono stati sempre oggetto di specifica legislazione inerente alla loro sicurezza. La Direttiva 97/23/CE (nota con l'acronimo PED) sulle attrezzature in pressione è sostituita dalla nuova Direttiva 2014/68/UE, ha come scopo imporre ai fabbricanti uno standard procedurale da seguire per la progettazione e la costruzione delle apparecchiature funzionanti in pressione. Per i componenti/insiemi critici nei riguardi della sicurezza, la presenza di un difetto può comportare un rischio con severe conseguenze sia per la vita umana, che economiche e ambientali, occorre quindi tenere conto, nella progettazione e nell'analisi dei rischi, dei possibili meccanismi di danno. In ambito farmaceutico, chimico, industria alimentare, ecc. si chiedono prodotti in grado di operare in ambienti sempre più aggressivi e a temperature sempre più elevate, ciò comporta l'aumento del rischio di fenomeni corrosivi e rende necessaria una scelta oculata dei materiali utilizzati per particolare applicazioni. In natura i metalli sono generalmente presenti sotto forma di ossidi e sali, vengono estratti mediante processi metallurgici che attraverso la trasformazione di differenti forme di energia in energia chimica, portano i metalli ad uno stato energetico più elevato rispetto a quello di partenza. Tuttavia, stati di alta energia sono indice di instabilità, pertanto attraverso la corrosione i metalli tendono a tornare allo stato naturale di bassa energia, maggiormente stabile. La corrosione ha inizio perché nel metallo si crea un sistema che si comporta come una cella elettrochimica, molto spesso il fluido interno si trasforma in catodo e il metallo (pareti interne) in anodo, con trasporto di atomi polarizzati da un elettrodo all'altro. La scelta adeguata di un materiale per un determinato impianto o apparecchiatura, che assicuri resistenza all'azione corrosiva del mezzo con cui viene a contatto, significa una maggiore durata della costruzione stessa, a

compensazione dell'eventuale maggior costo iniziale rispetto all'impiego di materiali meno idonei. Oggi porre nel giusto rilievo l'importanza e la vastità dei fenomeni dovuti alla corrosione dei materiali metallici si richiede al progettista ed al fabbricante di conferire alle attrezzature e impianti, per mezzo di una sufficiente resistenza alla corrosione, quella stabilità nel tempo che faccia sì che le condizioni di calcolo delle sollecitazioni delle singole parti non rappresentino valori limitati ma permangano anche dopo molti anni dalla costruzione. Una tecnica per prevenire gli effetti delle corrosione consiste nell'isolamento preventivo mediante rivestimenti protettivi delle superfici come vernici, smalti e rivestimenti ceramici che forniscono isolamento permanente. La smaltatura consiste nel ricoprire il supporto con miscuglio fuso di silicati, allumina, silice e biossido di stagno, miscuglio che, una volta induritosi per raffreddamento, assume aspetto vetroso ben aderente al metallo sottostante. Lo smalto porcellanato è un rivestimento inorganico, di natura vetrosa, che è applicato su metalli a scopo protettivo. Dopo l'applicazione - che può essere fatta con diversi sistemi - i manufatti sono cotti in forno (cottura di vetrificazione). Le temperature di cottura variano in funzione del supporto. Per i metalli ferrosi - acciaio - raggiungono gli 800-900 °C e per il vetro 550-680 °C. La cottura consente la fusione e lo spargimento dello smalto sul manufatto. Si forma un legame chimico-fisico fra smalto e supporto che dà origine a un nuovo materiale: lo smalto porcellanato, che si distingue dai rivestimenti ceramici per la sua predominante struttura vetrosa e per il supporto su cui è applicato. Lo smalto resiste bene anche all'azione della pressione e della temperatura mentre si mostra fragile nei confronti degli sbalzi termici e degli urti meccanici. Tuttavia, nel caso di perdita di continuità del rivestimento, ad esempio a seguito di rotture superficiali, l'esposizione di una piccola superficie (anodo) può determinare una rapida attivazione e propagazione di corrosione localizzata.

Le attrezzature a pressione di acciaio con rivestimento vetrificato, visto i vantaggi dell'accoppiamento di questi due tipi di materiali - costituito da uno strato di smalto (prodotto vetroso) saldamente legato al supporto d'acciaio, sono utilizzate in ambito farmaceutico, chimico, nell'industria alimentare, ecc. Con il termine "stato vetroso", usato convenzionalmente per descrivere uno stato della materia, si riferisce ad una sostanza allo stato solido amorfo, cioè un materiale rigido costituito di unità strutturali non organizzati secondo l'ordine geometrico tipico dello stato cristallino. Il temine "smalto" è di origine medievale, e deriva dal francone "smalt", a sua volta derivato dal germanico "smaltjan", che significa "fondere". E' infatti ottenuto dalla fusione di diverse materie prime inorganiche di origine minerale o artificiale e da una successiva solidificazione tramite raffreddamento rapido. Una definizione più tecnica è fornita dalla norma UNI 8762 che afferma: "Smalto porcellanato: prodotto per il rivestimento vetrificato di superfici di metalli e di vetro, a scopo protettivo, funzionale e/o decorativo. La durezza delle superfici smaltate è analoga a quella del vetro. I prodotti smaltati infatti, presentano una superficie vetrosa molto dura con elevata resistenza agli urti, all'abrasione e all'usura. Lo smalto porcellanato ha caratteristiche isolanti e la sua resistenza elettrica per unità di superficie è funzione dello spessore e della composizione dello smalto.

2. Proprietà dello smalto porcellanato

I serbatoi smaltati vengono impiegati per lo stoccaggio di composti chimici altamente corrosivi come pure di prodotti farmaceutici o alimentari per i quali sono richieste caratteristiche di elevata purezza e non contaminazione, hanno composizioni particolari in funzione della specifica applicazione. Il comportamento dello smalto utilizzato per il rivestimento di reattori chimici e apparecchiature industriali è tale che a contatto con agenti chimici non è attaccato dalle sostanze aggressive, infatti è proprio la formulazione chimica dello smalto che lo rende più o meno resistente all'attacco chimico. Di solito, hanno una

temperatura di fusione relativamente alta e una elevata stabilità chimica in molti ambienti aggressivi, grazie alla stabilità dei loro forti legami. Le proprietà che caratterizzano lo smalto porcellanato derivano principalmente dalla sua natura vetrosa, ha una struttura amorfa ed è un dielettrico, non è soggetto né a fenomeni di invecchiamento né a corrosione elettrochimica o localizzata. La superficie estremamente dura, liscia e non porosa aggiunge altre pregevoli qualità alle apparecchiature smaltate come: resistenza all'usura, antiaderenza e impedimento alla formazione di microflore, facilità di pulizia e sterilizzazione, impermeabilità ai gas. Le superfici porcellanate non subiscono alcun degrado a contatto del calore della fiamma diretta o del fuoco e possono resistere a sbalzi termici anche superiore ai 300 °C. Per resistenza allo shock termico di un rivestimento smaltato si intende la sua capacità a sopportare brusche variazioni di temperatura. Lo smalto porcellanato possiede una bassa conducibilità termica, inversamente proporzionale allo spessore, con raffreddamenti rapidi si ha uno smaltimento lento del calore dagli strati più interni di rivestimento, questo si contrae di meno rispetto al substrato, ciò determina lo sviluppo di deformazioni di trazione che possono intaccare l'integrità dello smalto. La conducibilità termica di uno smalto, viene migliorata correggendo la sua formulazione con l'introduzione di sostanze ad alta conducibilità, in modo da avere smalti che subiscono una dilatazione superficiale sempre più vicina a quella del metallo sottostante, al fine di evitare distacchi o screpolature del rivestimento dal supporto. Per le applicazioni industriali devono avere coefficienti di dilatazione termica simili al substrato metallico, buona resistenza agli shock termici e buona adesione al metallo. Durante l'esercizio in genere il riscaldamento avviene da un lato solo e quando la differenza di temperatura tra acciaio e smalto supera un certo limite, lo smalto si rompe.

3. L'analisi dei rischi

Nei reattori utilizzati nell'industria chimica le cause degli incidenti sono spesso riconducibili alla non piena o insufficiente conoscenza della termodinamica e della cinetica chimica delle reazioni, un fattore da considerare è l'esotermicità della reazione stesse. Si giunge così alla frequente perdita di controllo della temperatura non solo per cause tecniche (agitatore fermo, guasto sistema di controllo o refrigerazione insufficiente), ma anche per ragioni procedurali e gestionali. La mancanza di controllo della temperatura e anche della pressione, di sistemi di arresto delle eventuali reazioni interne anomale, costituisce una delle cause principali di incidente. L'analisi dei rischi di una attrezzatura a pressione costituisce uno dei requisiti fondamentali sia nella fase di progettazione che in quella di esercizio. Le condizioni termodinamiche e cinetiche, rendono necessario individuare ed analizzare i fattori che intervengono nel mitigare o accentuare elementi di deriva.
Il principale fattore tecnico che porta allo sviluppo accidentale di una reazione divergente è l'esotermicità della reazione. Le reazioni da effettuare potranno essere omogenee o eterogenee, esotermiche o endotermiche, richiedere una pressione e una temperatura bassa o elevata, avvenire in fase liquida, gassosa, gas-liquido, gas-solido, gas-liquido-solido, liquido-liquido, in ambiente più o meno corrosivo, e così via. Il reattore chimico, pertanto, cambierà caratteristiche e aspetto in ognuna delle diverse possibilità menzionate e di conseguenza cambierà anche la struttura dell'impianto. Il calore prodotto da una reazione esotermica genera un aumento di temperatura all'interno del sistema. Se la quantità di calore prodotto è maggiore della quantità di calore ceduto all'esterno il sistema si autoriscalda. La generazione di prodotti gassosi o la vaporizzazione del liquido all'interno del sistema chiuso provoca l'aumento della pressione. La velocità di reazione aumenta con l'incremento della temperatura e si produce così un meccanismo a spirale. Se questo fenomeno, definito "esplosione termica", si sviluppa all'interno di un processo produttivo di cui si perde il controllo, si parla di "runaway reaction" o reazione divergente.

E' interessante condurre uno studio del sistema in condizioni adiabatiche, cioè senza scambi di calore con l'esterno, per cui tutta l'energia sviluppata dalla reazione esotermica va a riscaldare il sistema reagente; se il processo risulta sicuro in tali condizioni, lo sarà a maggior ragione in condizioni operative "normali", quando cioè si ha scambio di calore con l'esterno.

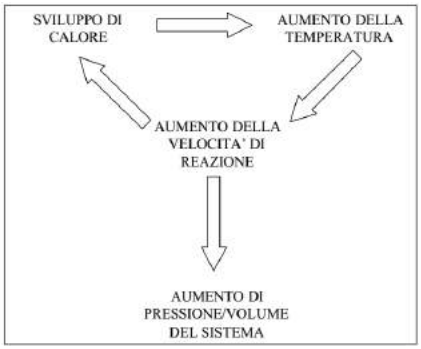


Figura 1. La spirale della reazione pericolosa

I sistemi di misura, indicazione e registrazione dei parametri d'interesse sono in genere collegati a dispositivi di allarme e/o a dispositivi automatici di blocco.



Figura 2. Reattore smaltato in pressione - aperto - agitatore a impeller

L'ultimo livello di sicurezza installato sul reattore è rappresentato da sistemi di protezione costituito da valvola di sicurezza ed eventualmente anche con disco di rottura, pertanto risulta fondamentale che essi siano *correttamente dimensionati* da riuscire a contenere la pressione massima causata sia da reazioni interne che da flussi esterni. Un sistema mal dimensionato rischia di non poter assolvere alla sua funzione di protezione contro l'aumento di pressione. Inoltre è di fondamentale importanza capire se è possibile effettuare direttamente il rilascio della sostanza in atmosfera o meno, dato che molte sostanze potrebbero avere caratteristiche infiammabili, tossiche o corrosive, e quindi può essere necessario dover contenere queste correnti gassose.

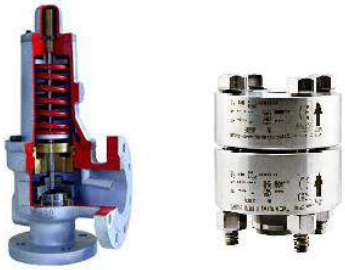


Figura 3. Valvola di sicurezza e disco di rottura

Resistenza allo shock termico: gli smalti sono formulati in modo da avere un coefficiente di dilatazione termica molto simile a quello dell'acciaio. Durante l'esercizio però il riscaldamento o il raffreddamento non avvengono contemporaneamente su entrambi i lati della parete smaltata. Quando la differenza di temperatura tra acciaio e smalto supera un certo limite, lo smalto si rompe. È sufficiente superare il limite una sola volta per provocare la rottura dello smalto e i danneggiamenti da shock termico di solito interessano aree estese e difficilmente possono essere riparati, pertanto assolutamente non bisogna superare i limiti massimi di Δt consigliati. I diagrammi dei limiti di shock termico sono basati su prove di laboratorio tenendo conto di un opportuno margine di sicurezza e sono stati poi confermati direttamente sugli apparecchi in esercizio.

Lo smalto è un materiale dielettrico, di conseguenza si possono verificare dei fenomeni di cariche elettrostatiche che possono dare origine a situazioni pericolose, soprattutto quando all'interno delle apparecchiature si crea una zona con pericolo di esplosione. Scariche elettrostatiche sono generate dallo strofinio specialmente di superfici isolanti, dallo scorrimento di fluidi e polveri (riempimento di serbatoi, passaggio in tubazioni isolanti, scarico di gas compressi), dall'agitazione di polveri e liquidi in recipienti. L'indicazione di apparecchiatura adatta a zona interna pericolosa non implica che l'apparecchio possa funzionare senza un'opportuna inertizzazione di azoto, se è presente dell'elettricità statica. L'utilizzatore deve mettere in atto tutti quegli accorgimenti necessari per evitare i pericoli dovuti all'elettricità statica, secondo le indicazione del fabbricante, in base alla propria esperienza e secondo quanto indicato dalla normativa.

Il vapore d'acqua quando condensa attacca lo smalto irruvidendone la superficie, pertanto l'immissione di vapore d'acqua direttamente contro lo smalto deve essere assolutamente evitata e qualora necessità del vapore bisogna spruzzarlo il più lontano possibile dalle pareti.

Gli acidi concentrati sono meno corrosivi dei diluiti. Per le basi è vero il contrario: la velocità di corrosione aumenta con l'aumentare della concentrazione. Le basi forti sono più aggressive delle deboli.

L'effetto della temperatura sulla corrosione si fa sentire in modo evidente sia per, gli acidi che per le basi. In generale, per le basi, si può assumere che la velocità di corrosione raddoppi ad ogni aumento di temperatura di 10° C.
Inoltre, ci sono acidi aggressivi anche alle basse temperature, come l'acido fosforico concentrato.

4. Controllo del rivestimento smaltato

Bisogna eseguire sui reattori dei controlli periodici all'interno dell'apparecchio, allo scopo di garantire l'efficiente funzionamento e prevenire il verificarsi di eventi anomali. Controlli da effettuare in funzione delle condizioni di servizio, più severe sono le condizioni di esercizio e maggiore sarà la frequenza dei controlli.
Il controllo visivo consiste in un controllo generale della superficie dello smalto.
Al fine di minimizzare il rischio degli operatori (ingresso in spazi confinati) tale controllo viene generalmente eseguito dall'esterno dell'apparecchiatura tramite l'utilizzo di un videoscopio che garantisce immagini di alta qualità e riproduce in modo fedele difetti anche minimi consentendo di ottenere immagini nitide e chiare per ispezioni affidabili e accurate (vedi fig. 4)



Figura 4. Immagine da videoscopio

Se del prodotto solido aderisce al rivestimento, è necessario intervenire per tempo prima che l'accumulo di solido porti a situazioni inaccettabili per la produzione: scarso scambio termico, intasamento di tubazioni, incrostazioni su dispositivi di controllo e sicurezza, inquinamento del prodotto di lavorazione.

Tutta la superficie smaltata viene dapprima suddivisa in tante aree e poi ispezionata attentamente per mezzo di una lampada a luce radente. Lo strato protettivo deve essere privo di pori o crepe, in modo che le sostanze aggressive non entrino in contatto con il materiale di base, per evitare il rischio di corrosione. Eventuali punti sospetti (scaglie, scalfitture, cricche, ecc.) vengono evidenziati con un gesso.

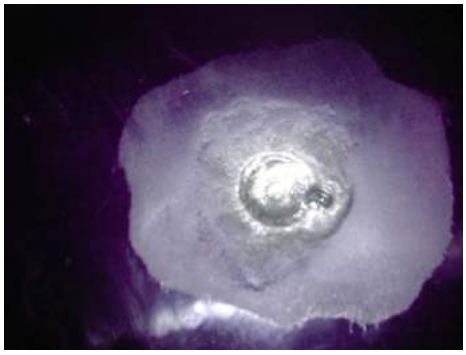


Figura 5. Discontinuità dello smalto

Non vanno assolutamente sottovalutate eventuali tracce di ruggine sullo smalto, in quanto potrebbero essere indice di inizio di corrosione dell'acciaio sottostante attraverso una micro porosità nel rivestimento, quindi bisogna verificare questa possibilità con il collaudo dielettrico. I difetti riscontrati, anche se solo superficiali e quindi non preoccupanti, vanno comunque registrati relativamente alla loro posizione e caratteristiche, in modo da poterli ricontrollare in occasione delle ispezioni successive. Una superficie molto ruvida può essere indice di una forte corrosione.

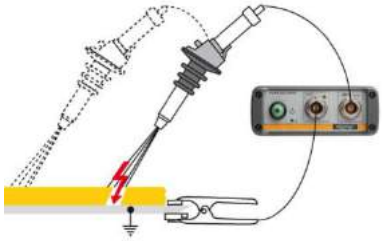




Figura 6. Controllo di porosità

Il controllo dielettrico o spark test (vedi fig. 6), serve per rilevare porosità o carenze di spessore del rivestimento smaltato. La superficie dello smalto deve essere asciutta e ben pulita. La temperatura dello smalto non dovrà superare i 30°C. Il metallo base dovrà essere collegato elettricamente a terra. Il sondaggio della superficie dello smalto avviene tramite una spazzola costituita da sottili fili di acciaio collegata ad un manico elettricamente isolato. È consigliabile che l'operatore sia provvisto di opportune scarpe e guanti di gomma isolante.
Eventuali riparazioni vanno ispezionate con attenzione, verificando la loro integrità ed efficienza. Lo smalto, sui bordi delle riparazioni, deve essere integro e privo di tracce di ruggine (indice di eventuale inizio di infiltrazione di prodotto). La misura dello spessore dello smalto è importante quando il processo è estremamente corrosivo e lo spessore dello smalto è definito in base ad una predeterminata lunghezza di vita dell'apparecchiatura. Il campo di spessori standard per un apparecchio smaltato è tra 1,2 e 2,2 mm. La stesura di una mappa spessori dello smalto fin dal primo controllo, può essere utile per tenere sotto controllo l'andamento di tale parametro nel corso del tempo. Il Controllo con polveri magnetiche è un test non distruttivo e complementare dell'esame dielettrico per l'esame dell'integrità di rivestimenti vetrosi su base metallica. Serve per evidenziare la presenza di cricche e fessure del rivestimento smaltato che non sono visibili ad occhio nudo o al microscopio e che non possono essere rilevate nemmeno dal controllo dielettrico.

Di recente è la pubblicazione della UNI EN ISO 28721-2:2016 - Smalti porcellanati - Apparecchi smaltati per impianti industriali - Parte 2: Descrizione e specifiche relative alla resistenza chimica e allo sbalzo termico. La UNI EN ISO 28721-5:2016 - Smalti porcellanati - Apparecchi smaltati per impianti industriali - Parte 5: Presentazione e caratterizzazione dei difetti - La norma stabilisce un sistema per la catalogazione dei difetti dello smalto porcellanato per reattori chimici e recipienti. Inoltre, descrive alcune aree nelle quali i difetti sono stati trattati e che possono facilmente essere confuse con difetti di smaltatura. Questo serve per un uso coerente del linguaggio relativamente alla individuazione e caratterizzazione dei difetti di smaltatura. La norma si limita ai difetti rilevabili e non prende in considerazione tutti i tipi di difetti che si possono verificare. Non valuta difetti di smaltatura; la classificazione effettuata si basa sull'esperienza e corrisponde, per quanto possibile, alla UNI EN ISO 28721-1.

Manufacturer	Test report	Form 1 Page 1
Customer _____	Type of apparatus _____	
Customer's order No. _____	Manufacturer's order _____	
Date of order _____	No. of manufacturer _____	
Customer's identification _____		
The items listed below were tested for enamel defects in accordance with the following methods: • Visual inspection; • Coating thickness in accordance with ISO 2808; • High-voltage test in accordance with EN 14430. The item complies with ISO 28721-1 as well as with the other, optional, agreements made at the time of order. For deviations, see remarks. **Test results**		

Tabella 1. Esempio di rapporto di prova

5. Ambienti confinati

Tra le varie tipologie di attrezzature a pressione quella che comporta una maggiore attenzione sono proprio i recipienti smaltati che necessitano la verifica dello stato delle superfici interne - lo smalto. Per la pulizia del rivestimento smaltato nella maggior parte dei casi bisogna effettuare le operazioni di bonifica per la decontaminazione dell'apparecchio. Ove ciò sia necessario a garantirne la sicurezza permanente si devono predisporre mezzi per verificare le condizioni dell'attrezzatura a pressione al suo interno, quali aperture di accesso che consentano l'accesso fisico all'interno dell'attrezzatura in modo tale che si possa procedere alle opportune ispezioni in condizioni ergonomiche e di sicurezza. L'art. 66 del D.lgs 81/08 non indica le misure dell'apertura d'accesso ma prescrive che ci sia la possibilità di recuperare una persona. I recipienti a pressione sono spesso provvisti di idonea apertura con caratteristiche tali da poter consentire il recupero di un lavoratore infortunato. Questa operazione rientra tra quelle classificabili come attività in ambienti sospetti di inquinamento o confinati.



Figura 7. Lavorazione all'interno del reattore



Figura 8. Sistema recupero uomo per spazi confinati

La gestione degli spazi confinati e degli ambienti a sospetto di inquinamento deve partire da una corretta valutazione del rischio. È da intendersi che se al posto di ditte esterne, opereranno risorse e lavoratori interni all'azienda, tale iter rimane identico, tranne che per la qualificazione tra committente e appaltatore. La procedura prevede che gli interventi d'ispezione e/o verifica all'interno di spazi confinati possono essere svolti da operatori adeguatamente informati, formati, addestrati e in possesso d'idoneità specifica alla mansione che, durante l'espletamento del servizio, svolgono i compiti assegnati adottando comportamenti coerenti con l'attività da eseguire e secondo quanto stabilito nell'ambito della procedura stessa. In fase di verifica è opportuno compilare una check-list e produrre una specifica documentazione che consenta una valutazione complessiva delle condizioni di sicurezza previste per l'intervento di verifica, l'ingresso in spazi confinati è generalmente gestito nel seguente modo:

1. Permesso di lavoro (nel quale vengono indicati i rischi connessi a tale attività, le misure di prevenzione, DPI da utilizzare, etc);
2. Gestione spazi confinati tramite procedura dedicata (che viene richiamata nel permesso di lavoro);
3. L'autorizzazione all'ingresso viene comunque subordinata (chiaramente indicata nel permesso di lavoro) all'analisi dell'atmosfera presente all'interno del reattore/serbatoio (le analisi vengono condotte da personale formato e autorizzato tramite il cosiddetto rilevatore multigas, il quale fornisce indicazioni sulla presenza eventuale di gas combustibili, atmosfera con carenza o arricchita di ossigeno, gas tossici).

6. Conclusioni

Per le attrezzature a pressione ed in particolare per quelle critiche nei riguardi della sicurezza, la presenza di un difetto può comportare un rischio con severe conseguenze sia per la vita umana, che economiche e ambientali, quindi occorre tener conto nella progettazione e nell'analisi dei rischi anche dei possibili meccanismi di danno sulle membrature. I serbatoi smaltati rientranti nel campo di applicazione del DM 329/04 oltre ai controlli in capo al datore di lavoro sempre previsti dall'art. 71 comma 4 e 8 del D.Lgs 81/08, bisogna ottemperare a quanto previsto dal comma 11 (e dal DM 329/04) sottoponendo l'apparecchio a verifiche periodiche volte a valutarne l'effettivo stato di conservazione e di efficienza ai fini di sicurezza, secondo le modalità previste dal DM 11/04/2011.

La tecnologia dello smalto vetroso soprattutto sui materiali ferrosi ha messo in luce i vantaggi prestazionali dell'accoppiamento di questi due tipi di materiali e trova un vasto e consolidato d'impiego anche nei serbatoi e i reattori chimici in pressione.

I serbatoi smaltati spesso contengono fluidi pericolosi, con buona probabilità inseriti in impianti a Rischio di Incidenti Rilevanti (Direttiva Seveso), con particolari criticità di gestione, inoltre necessitano di opportuni controlli delle superfici interne. La prevenzione dei rischi connessi all'accesso e all'attività in ambienti confinati può presentare una pluralità di rischi, che è bene prendere in considerazione in modo specifico ed è obbligatorio effettuare una attenta analisi sulla possibilità di effettuare l'intervento operando dall'esterno. Per l'accesso in ambienti confinati si applica quanto previsto dalla legislazione vigente tra cui gli adempimenti in capo al DPR 177/2011 nell'ipotesi di ingresso dell'operatore all'interno dell'apparecchio. Per le attività di controllo dovrebbe essere sempre preferita la soluzione di gestione remota del controllo, ovvero realizzare la suddetta verifica in maniera scrupolosa assistita da idonea strumentazione ottica, telecamere, sistemi telecomandati, ecc., senza l'ingresso dell'operatore all'interno dello spazio confinato.

Bibliografia

[1] UNI EN ISO 28721. Smalti porcellanati - Apparecchi smaltati per impianti industriali.

[2] Rossetti L. [online]. [consultato luglio 2016]. http://www.ingegneriaindustriale.unibo.it/

Siti web consultati (luglio 2016):
GLASSCOAT SPA. http://www.3v-tech.com/
TYCON TECHNOGLASS SPA. http://www.tycontechnoglass.com

Analisi e valutazione degli effetti sismici in serbatoi sferici

N. Mordà*, L. Capilongo**

*DoMo Studio
**Città metropolitana di Torino - Ufficio scarichi idrici

1. Introduzione

I serbatoi sferici sono tra le componenti più diffuse in ambito industriale ed è indispensabile valutare in modo corretto gli effetti idrodinamici indotti dal moto alla base a livello di sovrappressioni e di effetti su incastellatura di fondazioni. Il modo di collasso usuale di tali serbatoi mostra infatti crisi delle colonne di supporto e dei relativi controventi, se presenti.
In più, tali aspetti hanno un ruolo cruciale nell'ambito di una corretta gestione dell'analisi del rischio, della quale costituiscono uno dei problemi teorici da affrontare e risolvere.
Rispetto alla problematica del sisma, i serbatoi sferici hanno ricevuto un'attenzione inferiore, soprattutto rispetto a quelli cilindrici ad asse verticale. I primi studi in tale contesto possono essere individuati negli anni '60, con i lavori teorici di *Budiansky,* successivamente ripresi con altri approcci da *Abrahmson et. Al.,* per lo più su impulso del settore aerospaziale.
Allo stato attuale degli studi, esistono varie formulazioni che consentono di affrontare e risolvere il problema del moto del fluido all'interno del serbatoio e soprattutto, di individuare le azioni competenti per il calcolo delle colonne e delle fondazioni.
In questa nota saranno ripresi gli studi più recenti e trasferiti sulla diretta applicazione in ambito tecnico.
In particolare la teoria che comprende la definizione delle due componenti di massa, impulsiva e convettiva, la definizione delle frequenze proprie del sistema e le relative equazioni del moto. Quest'ultime possono essere utilizzate in modo diretto o con la tecnica dello spettro di risposta. Dalla medesima formulazione teorica si potrà infine dedurre il campo di sovrappressioni dinamiche che possono essere utilizzate, anche in questo caso tramite *time-history* o componente spettrale, come azione statica sul mantello.
Lo studio qui esposto mira ad un inquadramento teorico del problema ed apre uno scenario molto ampio in termini di potenzialità di sviluppi analitici e teorici rimandati a successivi studi.

2. Fondamenti teorici del metodo

Per le analisi successive si assume che il moto del fluido ammetta un potenziale $\Phi = \Phi(x,t)$ il cui gradiente descriva il campo delle velocità: $u = \nabla^2\Phi$
Detto X=X(t) il moto del suolo indotto dal sisma, le condizioni al contorno, rispettivamente sul perimetro bagnato S_1 (contatto con la parete del serbatoio) e sulla superficie libera del fluido S_2, sono le seguenti:

$$\begin{aligned} &\frac{\partial\Phi}{\partial n} = \frac{\partial X}{\partial t}\,(e_x * n) \qquad x \in S_1 \\ &\frac{\partial^2\Phi}{\partial t^2} + g\frac{\partial\Phi}{\partial y} = 0 \qquad x \in S_2 \end{aligned} \tag{1}$$

Noto il potenziale Φ, il campo di pressioni associate al moto è fornito direttamente dall'equazione di Bernoulli:

$$p(x,t) = -\varrho\, \dot{\Phi}(x,t) \qquad (2)$$

L'incognita del problema differenziale è il potenziale delle velocità Φ; per comodità analitica esso è decomposto in due componenti:

- Componente di moto uniforme Φ_U;
- Componente di moto relativo (sloshing) Φ_S.

Per le due parti del potenziale si hanno le se seguenti definizioni:

- potenziale uniforme:

$$\Phi_U = \frac{\partial X}{\partial t}\, x = \dot{X}(t)x \qquad (3)$$

- potenziale di sloshing e condizioni al contorno su S_1 e S_2:

$$\begin{gathered} \nabla^2\Phi_S = 0 \\ \frac{\partial \Phi_S}{\partial n} = 0) \qquad x \in S_1 \\ \frac{\partial^2 \Phi_S}{\partial t^2} + g\frac{\partial \Phi_S}{\partial y} + \frac{\partial^2 \Phi_U}{\partial t^2} = 0 \qquad x \in S_2 \end{gathered} \qquad (4)$$

Il potenziale uniforme è definito una volta nota la componente del moto sismico $\dot{X}$nella direzione di ingresso *X* del sisma. Per la componete di sloshing occorre risolvere l'equazione di Laplace scritta sopra. Una tecnica per far ciò è quella di separazione delle variabili con espansione in serie del potenziale Φ_S:

$$\Phi_S = \sum_{n=1}^{\infty} \dot{q}_n(t) N_n(x) \qquad (5)$$

La componente q_n(t) descriverà la parte temporale del moto; la componente N_n(x) invece ne descrive il modo. Utilizzando una formulazione variazionale (alla Galerkin), avendo fissato opportunamente le funzioni base N_n(x) dell'espansione di Φ_S, *Patkas at. Al* riconducono il problema differenziale in termini di potenziale ad sistema differenziale ordinario (di dimensione opportuna *m*) nella sola componente temporale del tipo seguente:

$$M\ddot{q} + Kq = -\gamma\ddot{X} \qquad (6)$$

La forma precedente è quella classica delle equazioni del moto, salvo definire l'andamento nel tempo della variabile q(t) che è correlata al campo di spostamenti del fluido in moto, come si vedrà a breve.
Il sistema del secondo ordine si può risolvere con la tecnica dell'analisi modale:

$$\mathrm{q} = \sum_{k=1}^{m} Y_k(t)\psi_k \qquad (7)$$

con *m* = numero di modi considerati.
La decomposizione appena esposta è quella classica dell'analisi modale in cui, per moto libero, si individuano i modi ψ_k (di *sloshing*) e le frequenze proprie ω_k del sistema in moto come soluzione del problema agli autovalori:

$$(K - \omega_k^2 M)\psi_k = 0 \qquad (8)$$

Ricondotto il problema a tale formulazione è possibile utilizzare i concetti tipici dell'analisi modale della dinamica dei sistemi.

Dopo vari passaggi gli autori ottengono le equazioni del moto disaccoppiate nella consueta forma:

$$m_k \ddot{Y}_k + \omega_k^2 m_k Y_k = -\gamma_k \ddot{X} \quad (9)$$

Essa può essere trasformata nella seguente equazione equivalente

$$\left(\frac{m_k}{\gamma_k}\ddot{Y}_k\right) + \omega_k^2 \left(\frac{m_k}{\gamma_k} Y_k\right) = -\ddot{X} \quad (10)$$

Ponendo:

$$s_k = \frac{m_k}{\gamma_k} Y_k \Leftrightarrow Y_k = \frac{\gamma_k}{m_k} s_k \quad (11)$$

l'equazione del moto diventa:

$$\ddot{s}_k + \omega_k^2 s_k = -\ddot{X} \quad (12)$$

La variabile s_k introdotta rappresenta la variazione temporale del campo di velocità e quindi di spostamenti. Nota la singola componente è possibile ricostruire il potenziale delle velocità; l'equazione di Bernoulli fornisce la risultante delle azioni idrodinamiche:

$$F_x = -\rho \int_{S_1} \left[\frac{\partial \Phi_U}{\partial t} + \frac{\partial \Phi_S}{\partial t}\right] (e_x * \hat{n})\, dS \quad (13)$$

Si possono individuare due componenti di forza, legate la potenziale del moto uniforme (F_{xU}) e quello di sloshing (F_{xS}), che si scrivono nelle successive forme:

$$\begin{aligned} F_{xu} &= -\rho \int_{S_1} \left[\frac{\partial \Phi_U}{\partial t}\right] (e_x * \hat{n})\, dS = -M_L \ddot{X} \\ F_{xs} &= -\rho \int_{S_1} \left[\frac{\partial \Phi_S}{\partial t}\right] (e_x * \hat{n})\, dS = -\sum_{k=1}^{m} m_{ck} \ddot{s}_k = \sum_{k=1}^{m} F_{xs,k} \end{aligned} \quad (14)$$

I termini m_{ck} nella (14)-II sono dette *masse modali convettive* e sono associate ai singoli modi di frequenza ω_k del fluido in moto.
La massa M_L nella (14)-I è la massa totale del liquido in moto uniforme, senza accelerazioni relative ($\ddot{s}_k$).
Pertanto la forza complessiva è la somma di una aliquota assoluta, legata alle accelerazioni del suolo $\ddot{X}$ e quella relativa legata alla funzione $\ddot{s}_k$;

$$F = -M_L \ddot{X} - \sum_{k=1}^{m} m_{ck} \ddot{s}_k \quad (15)$$

E' evidente l'amplificazione di taglio sismico in fondazione e sulle strutture di sostegno.
E' utile fare qualche commento sulla due espressioni delle forze appena descritte, (14).
Dato che F_{xS} è somma di oscillatori elementari soggetti all'input sismico $\ddot{X}$, è interessante osservare come, tramite lo spettro di risposta, si può calcolare il massimo valore della singola componente modale:

$$\bar{F}_{xs,k} = -m_{ck} \ddot{s}_{k,max} = -m_{ck}\, S_a(\omega_k) \quad (16)$$

Ogni forza modale sarà combinata con un'opportuna regola di combinazione (SRSS) per ricostruire la massima risposta, che va combinata con la componente impulsiva.
D'altra parte è possibile scrivere la forza associata al moto relativo come somma di componenti evidenziando quella associata al primo modo:

$$F_{xs} = -m_{c1}\ddot{s}_1 - \sum_{k=2}^{m} m_{ck}\ddot{s}_k \qquad (17)$$

Se le masse $\{m_{kc}\}$ associate ai modi superiori ($k>1$) sono trascurabili rispetto a $M_c = m_{c1}$, sarà possibile trascurarle, semplificando il problema. Come vi vedrà nel seguito è questa la situazione che si presenta nella pratica, per cui la forza complessiva è:

$$F \cong -M_L\ddot{X} - M_c\ddot{s}_1 \qquad (18)$$

Ciò è molto utile perché consente di eseguire in modo ingegneristicamente "esatto" un'analisi molto raffinata del moto con equazioni differenziali scalari da cui dedurre i valori massimi delle forze con spettro di risposta o con integrazioni numeriche.
Noto il potenziale Φ, tramite l'equazione di Bernoulli è noto il campo di pressioni $p(x,t)$ da applicare al serbatoio, riconducendo al caso statico il problema idrodinamico.
Essendo s_1 la componente di moto relativa, si può riscrivere l'equazione (18) con riferimento al moto assoluto $d_1(t)$ rispetto al suolo:

$$d_1 = s_1 + X \rightarrow \qquad s_1 = d_1 - X \qquad (19)$$

per cui la forza risultante si scrive:

$$F \cong -M_L\ddot{X} + M_c\ddot{X} - M_c\ddot{d}_1 \qquad (20)$$

Si identificano le componenti di forza impulsiva (F_I) e convettiva (F_C), definite di seguito:

$$F_I = -[M_L - M_c]\ddot{X} = -M_I\ddot{X}$$
$$F_C = -M_c\ddot{d}_1 \qquad (21)$$

Assumendo "esatti" da ora in avanti i risultati colo solo il primo modo, la forza totale è

$$F = -M_I\ddot{X} - M_c\ddot{d}_1 \qquad (22)$$

Ricordando ora l'equazione del moto in termini di spostamento relativo $s_1(t)$, ed aggiungendovi direttamente, in modo semplificato, un termine dissipativo ξ (= 2% in genere) si ha:

$$\ddot{s}_1 + 2\xi\omega_1\,\dot{s}_1 + \omega_1^2 s_1 = -\ddot{X} \qquad (23)$$

che è la usuale equazione del moto forzato smorzato per un sistema a un grado di libertà.
Considerando ora il cambio di variabile: $d_1 = s_1 + X$ si può scrivere:

$$\ddot{d}_1 = -2\xi\omega_1\,\dot{s}_1 - \omega_1^2 s_1 \qquad (24)$$

e pertanto, l'espressione della forza totale prima scritta essa identifica l'equilibrio dinamico del seguente sistema meccanico equivalente:

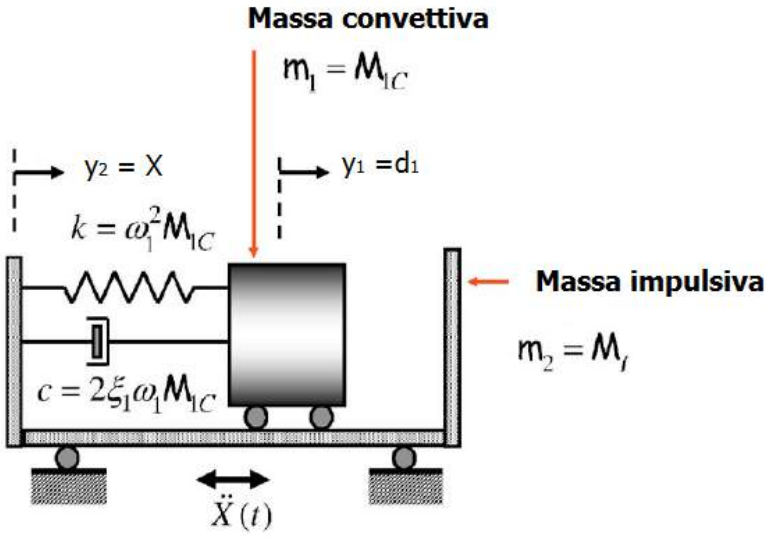


Figura 1. Sistema meccanico equivalente al moto del serbatoio

L'equazione (24) descrive proprio le vibrazioni di tale sistema.
Ciò consente di mettere immediatamente in conto anche la flessibilità dei supporti. Infatti, le equazioni precedenti considerano il moto direttamente applicato al serbatoio; se invece esso è connesso al suolo tramite una struttura di sostegno avente rigidezza laterale nella direzione del moto K_{bs}, come è realmente, la componente X(t) deve tenere conto del trasferimento del moto tramite la struttura stessa.
La Figura 2 riporta il modello meccanico equivalente al serbatoio con supporti flessibili.
Tale sistema, invece, presenta due gradi di libertà con equazioni del moto accoppiate e pertanto in un'ottica di analisi modale presenterà due modi propri.
Le relative frequenze proprie di vibrazione possono essere stimate con le seguenti espressioni:

$$\bar{\omega}_1 = \sqrt{\frac{K_c}{M_c}} \qquad \bar{\omega}_2 \cong \sqrt{\frac{K_{bs}}{M_I}} \qquad (25)$$

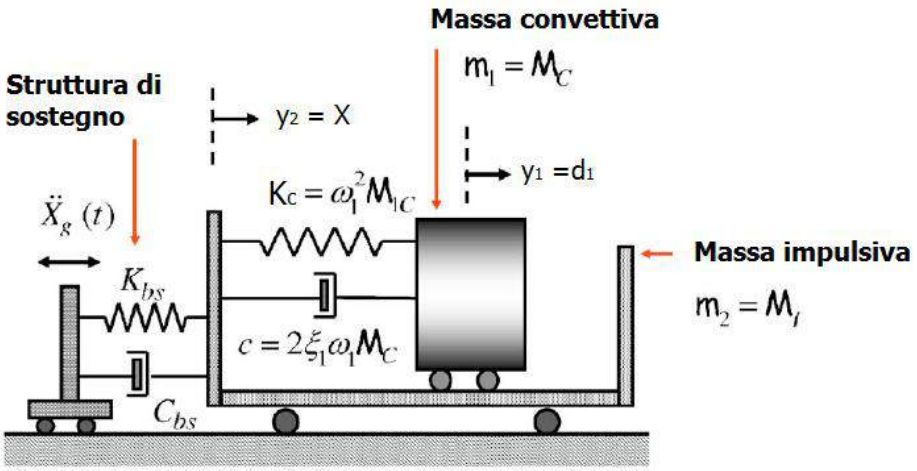


Figura 2. Modello meccanico equivalente al serbatoio con il sistema di supporto

La rigidezza della strutture di supporto K_{bs} può essere ottenuta direttamente dai modelli di calcolo statici, ovvero tramite espressioni analitiche opportunamente ricavate vista la

semplicità degli schemi statici. In tutti i casi è un parametro noto data la configurazione del serbatoio.
Determinato il moto del sistema più opportuno, ossia calcolata la funzione $d_1(t)$ o, equivalentemente, $s_1(t)$ restano immutate le considerazioni analitiche prima esposte e indicate con maggior dettaglio al paragrafo successivo.
Le due componenti della forza risultante saranno, come prima:

$$F_C = -M_c\ddot{d}_1 \qquad F_I = -M_I\ddot{X} \tag{26}$$

e possono essere combinate con a regola SRSS per ottenere il valore di picco:

$$F_d = \sqrt{F_C^2 + F_I^2} \tag{27}$$

Considerando l'ipotesi di analisi con spettro si avrebbe:

$$F_d = \sqrt{[M_C S_a(\bar{\omega}_1)]^2 + [M_I S_a(\bar{\omega}_2)]^2} \tag{28}$$

3. Risultati numerici relativi ai serbatoi sferici

Tutte le variabili discusse al precedente paragrafo variano in relazione alle geometria ed al grado di riempimento del serbatoio e con esse varieranno le frequenze proprie e le masse convettive.
Con le espressioni teoriche prima riportate *Patkas et Al.,* hanno ottenuto una serie di risultati numerici che sono qui esposti in una forma di immediato utilizzo pratico.
Si propone, a tal fine, una forma chiusa per la prima frequenza di vibrazione normalizzata in relazione al raggio *R* del serbatoio ($\lambda_1 = \omega^2 R/g$) in funzione del grado di riempimento del serbatoio (x = h/R).
Tale funzione è ottenuta per interpolazione dei valori teorici riportati nella letteratura tecnica; il grafico in Figura 3 riporta tale espressione, sovrapposta ai punti riportati nella letteratura. L'equazione che la esprime è la seguente:

$$\lambda_1 = (a+b*x)/(1+c*x+d*x^2) \tag{29}$$

con: a = 0.98693; b = -0.44173; c = -0.80926; d = 0.15599;

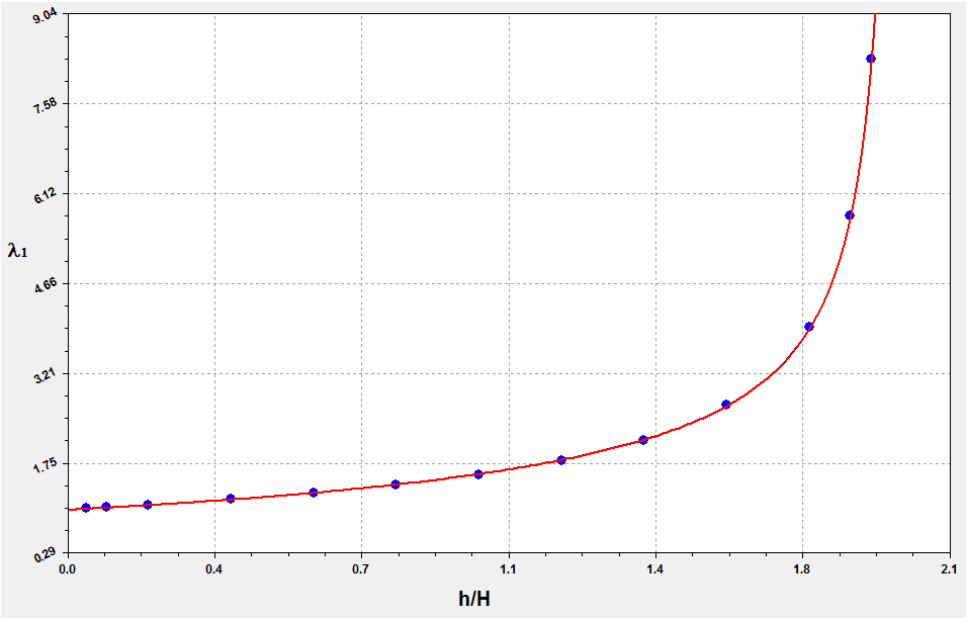


Figura 3. Andamento della prima frequenza di vibrazione in funzione del grado di riempimento (H=Raggio serbatoio)

Per ogni grado di riempimento *x* la funzione precedente fornisce la corrispondente frequenza del primo modo. I risultati esposti sono molto accurati con riferimento ad altre fonti di letteratura (per es. *Budianski*, *Abramson*).
Per quanto riguarda la massa convettiva associata, dai valori di letteratura, si verifica che si ha sempre: $m_{1C} + M_I > 0.96\ M_L$
Pertanto, se si considera solo il primo modo convettivo, assieme al moto impulsivo, praticamente si attiva oltre il 96% della massa totale del sistema. E' quindi sufficientemente accurato considerare solo il primo modo di vibrazione come anticipato nei punti precedenti.
Anche la massa convettiva dipende dal grado di riempimento x = h/R e quindi, come fatto per la prima frequenza di vibrazione, con i risultati disponibili in letteratura si costruisce una specifica interpolazione.
La Figura 4 riporta il grafico di tale massa, normalizzata rispetto alla massa del liquido, la cui espressione interpolante è un polinomio di grado 5: $\mu_1 = m_{1c}/M_L = \Sigma_n A_n x^n$
con: $A_0 = 0.99763$; $A_1 = -0.29070$; $A_2 = -0.25506$; $A_3 = 0.28854$; $A_4 = -0.21242$; $A_5 = 0.05260$.

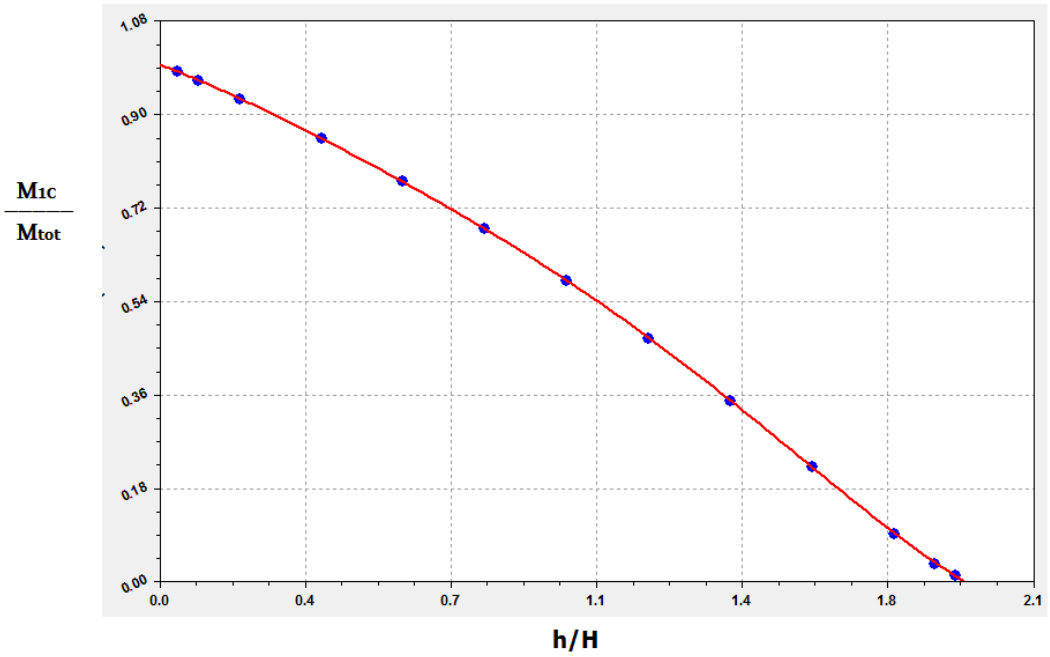


Figura 4. Massa convettiva del primo modo col grado di riempimento (H=R. serbatoio)

Le due espressioni analitiche consentono di fare un ulteriore ragionamento, molto utile in fase di studio e di analisi di dettaglio. Ciò è meglio descritto di seguito.

4. Procedura di calcolo

Sulla base dell'approccio teorico tratteggiato al paragrafo precedente e con i dati analitici esposti è possibile effettuare l'analisi sismica del serbatoio in modo molto accurato.
A tal fine si propone lo schema di calcolo seguente

1) Determinazione delle frequenze di vibrazione $\bar{\omega}_j(x)$ del sistema tramite l'equazione della Figura 3;
2) Determinazione della massa convettiva M_C tramite l'equazione della Figura 4 e della massa impulsiva M_I per differenza;
3) Determinazione del valore di picco della forza impulsiva e convettiva:
   a. con spettro di risposta;
   b. per integrazione diretta delle equazioni del moto;

4) Ricostruzione del moto del sistema $d_1(t)$ o, equivalentemente, $s_1(t)$;
5) Ricostruzione della forma analitica dei potenziali Φ_U, Φ_S e calcolo delle pressioni sulle pareti del serbatoio;
6) Analisi strutturale in condizioni statiche o dinamiche.

E' interessante commentare l'espressione (28) esposta al paragrafo 2:

$$F_d = \sqrt{[M_C S_a(\bar{\omega}_1)]^2 + [M_I S_a(\bar{\omega}_2)]^2}$$

Ricordando che:

- la massa convettiva e impulsiva dipendono dal grado di riempimento *x* del serbatoio
- le frequenze del sistema dipendono anch'esse dal grado di riempimento *x* del serbatoio,

anche la forza totale F_d sarà funzione di x. Noto il diametro del serbatoio, è possibile calcolare in modo praticamente diretto il valore di tale forza risultante, poiché:

a) le espressioni di $M_c(x)$ (e quindi di $M_I(x)$) sono state esplicitate in forma chiusa
b) le espressioni delle frequenze normalizzate $\lambda(x)$ sono date in forma chiusa
c) noto il raggio del serbatoio sono noti i periodi $T_j(x)=2\pi/\bar{\omega}_j(x)$
d) fissato lo spettro $S_a(T)$, le pseudo-accelerazioni sono funzioni di *x:* $S_{aj} = S_{aj}(x)$.

In sostanza quindi si ha un'espressione analitica chiusa che lega direttamente la risultante F_d ad x: $F_d = F_d(x)$

Questa può essere utile per stimare:

- a priori in fase di progettazione, l'entità delle risultanti delle azioni sismiche comprensive degli effetti idrodinamici;
- in presenza di strutture esistenti, il massimo grado di riempimento *x* compatibile con la capacità del sistema, aspetto che potrebbe essere un ingrediente base per la successiva analisi dei rischi.

Utilizzando le espressioni analitiche precedenti per la frequenza convettiva normalizzata al raggio, il periodo corrispondente a un dato raggio R del serbatoio con grado di riempimento *x* vale in forma chiusa:

$$T := \frac{8.885765875}{\sqrt{-\dfrac{8.666689022\,x - 19.36353089}{R\left(0.1559941487\,x^2 - 0.8092589726\,x + 1.\right)}}} \qquad (30)$$

La Figura 5 riporta il periodo T (sec), corrispondente alla componente convettiva per valori del raggio 5,10,15 m (rispettivamente $R_{1\text{-}2\text{-}3}$):

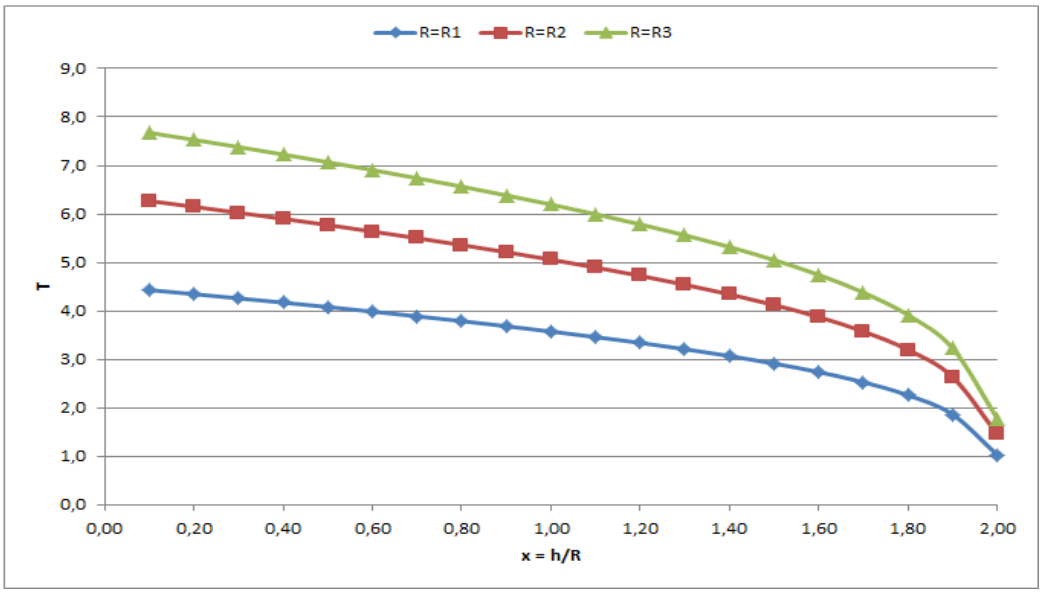


Figura 5. Periodo della componente convettiva per differenti raggi del serbatoio

Si nota come i periodi associati alla componente convettiva potrebbero anche ricadere nella parte di coda degli spettri usuali, ossia con valori T> 4s; gli spettri previsti dalle Norme Tecniche "*[…] possono essere utilizzati per strutture con periodo fondamentale minore o uguale a 4,0 s. Per strutture con periodi fondamentali superiori lo spettro deve essere definito da apposite analisi ovvero l'azione sismica deve essere descritta mediante accelerogrammi*".
In tali casi dunque l'analisi dinamica al passo diventa imprescindibile dato che la struttura diventerebbe sensibile ai contenuti in frequenza più bassi del sisma, con potenziali effetti di risonanza, e ancor più potrebbe accadere che, per effetto stratigrafico tale fenomeno si generi in modo diretto.
Esso infatti potrebbe essere rilevante anche nel caso di periodi non particolarmente ampi ma che manifestano, proprio in tali campi, amplificazioni dello spettro del segnale sismico: in questo caso la componente convettiva, che vedrebbe una massa partecipante significativa, avrebbe un ruolo molto importante nella risposta complessiva (Figura 6).

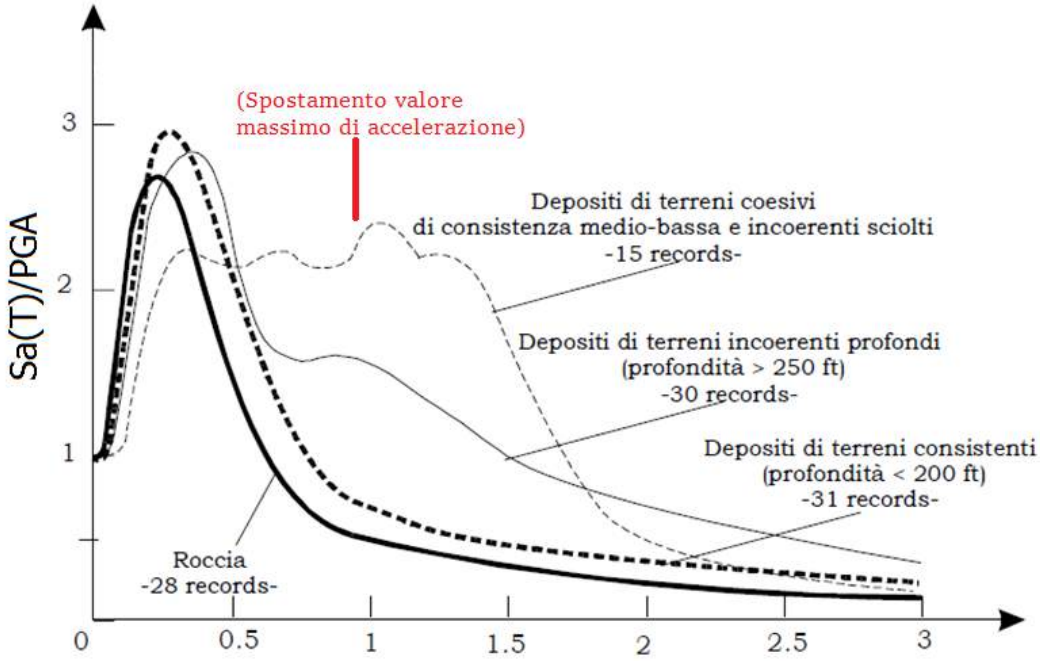


Figura 6. Effetti stratigrafici sullo spettro sismico (Seed et al. 1976)

In altri termini, non è immediato ricavare la condizione più gravosa per il serbatoio in termini di grado di riempimento x.
L'uso delle espressioni analitiche proposte invece, basate su interpolazione di dati teorici di letteratura, consente di individuare a priori la condizione più gravosa, sempre in funzione del grado di riempimento e in relazione alla specificità dello spettro di risposta, concentrando le indagini in tale intervallo.

D'altra parte, poter separare le due componenti di massa consente di utilizzare il grado di riempimento come parametro di controllo della sicurezza e del rischio, dato che la parte convettiva, in condizioni normali di suolo, ricade nelle zone calanti degli spettri.
Questa potrebbe essere una via per abbattere i costi di retrofit per gli elementi esistenti, potendo bilanciare le due componenti di taglio alla base.

5. Commenti finali e conclusioni

Gli aspetti teorici e i relativi risultati quantitativi qui esposti costituiscono un primo passo per uno studio rigoroso, benché con modelli semplici, della tipologia di serbatoi in esame.
I risultati esposti sono interessanti da un punto di vista pratico per vari motivi:

- consentono di superare le necessità di complesse analisi fluido-dinamiche
- consentono di indagare in modo diretto gli effetti di una serie di variabili progettuali sulla dinamica del sistema
- forniscono strumenti di pratico utilizzo per lo studio delle strutture di sostegno e delle fondazioni oltre che per una rapida valutazione delle stesse
- consentono di rispondere ai precetti normativi relativi alle problematiche dell'influenza sulla risposta dinamica dei modi a bassa frequenza
- sono la base concettuale per le valutazioni di rischio di strutture nuove ed esistenti
- possono essere utili per la riduzione dei costi di adeguamento nel caso di strutture esistenti bilanciando le componenti di forza.

Il calcolo delle forze risultanti dal moto ha di per sé, una valenza di controllo complessivo e di misura delle entità delle azioni in gioco ed inoltre consente di valutare in modo rapido le azioni sull'incastellatura di sostegno e sulle fondazioni.
In ultimo, i modelli meccanici equivalenti possono essere un utile strumento analitico per approfonditi studi e analisi in termini di *time-history* e quindi ottemperare in modo accurato e coerente ai precetti normativi.
Come anticipato in premessa, lo studio esposto ha la valenza di un inquadramento teorico di base. Le potenzialità di sviluppi analitici e teorici sono in realtà molto più ampi e si rimanda a successivi studi per applicazioni utili sotto il profilo pratico.

6. Bibliografia

[1] Fardis MN, Carvalho EC, Fajfar P, Pecker A. Seismic Design of Concrete Buildings to Eurocode 8. CRC, 2015 pp.489

[2] Papadrakakis M, Fragiadakis M, Lagaros ND. Computational Methods in Earthquake Engineering 2010 Springer, pp. 598

[3] Kutler JR, Sigillito VG. Sloshing of liquid in cylindrical tanks *AIAA.* 1983;9, pp. 309-311

[4] Abramson HN, Chu WH. Liquid Sloshing spherical tanks. *AIAA.*1962;1, pp.384-389

[5] Budiansky B. Sloshing of liquids in circular canals and spherical tanks. J. Aer. Space Sci. 1960;27, pp. 161-173

Procedura numerico sperimentale per la verifica sismica di serbatoi criogenici

L. Merli*, A. Sartori*, G. Rossi**

*Merli Engineering
**VRV S.p.A.

Sommario

Merli Engineering, da anni attiva nell'ambito delle analisi e dei test di serbatoi in pressione, fissi e mobili, in particolare di serbatoi criogenici, ha definito, mediante la collaborazione con VRV, azienda leader in Europa nel settore della criogenia, una metodologia di calcolo numerico per la verifica sismica di serbatoi criogenici fissi. Tale metodologia, basata sulla modellazione numerica della perlite granulare espansa all'interno dell'intercapedine tra serbatoio interno e serbatoio esterno, è stata possibile a seguito di una fase sperimentale di caratterizzazione della perlite stessa e del suo comportamento meccanico. Le prove sono state effettuate in collaborazione con il Dipartimento di Ingegneria Civile e Ambientale ed il Laboratorio Prove Materiali, Strutture e Costruzioni del Politecnico di Milano, con cui si sono definite le modalità di valutazione sperimentale e modellazione numerica delle grandezze d'interesse. Questa caratterizzazione ha permesso di introdurre nella verifica sismica di tali serbatoi gli effetti benefici della perlite presente nell'intercapedine dal punto di vista strutturale. Tale modellazione comporta dunque una più veritiera analisi di una condizione potenzialmente critica e un conseguente aumento della resistenza al sisma di tale categoria di serbatoi rispetto ad una normale modellazione strutturale senza perlite.

1. Introduzione

L'obiettivo del presente lavoro, sviluppato nell'ambito di una collaborazione tra Merli Engineering, società di ingegneria attiva nell'ambito delle costruzioni meccaniche e dei veicoli industriali, in collaborazione con VRV, azienda italiana leader nella costruzione di serbatoi criogenici, è stato quello di formulare una procedura di calcolo e di verifica di serbatoi fissi all'azione sismica che potesse collocarsi all'interno del panorama normativo di riferimento senza però trascurare elementi strutturalmente importanti e tradizionalmente specifici del settore criogenico. Per raggiungere tale obiettivo si è disposto dei più moderni metodi di simulazione agli elementi finiti, di prove sperimentali di laboratorio, nonché di competenze scientifiche riconosciute nell'ambito della sismica e della scienza dei materiali.
Si riportano in seguito le principali fasi del procedimento adottato, le ipotesi alla base delle stesse e i risultati ottenuti. Si rimanda ai capitoli successivi per una più dettagliata descrizione delle singole fasi ed in particolare dei risvolti dal punto di vista strutturale sulla resistenza sismica dei serbatoi criogenici.

1.1 Definizione della procedura di verifica in ambito normativo

Merli Engineering, in collaborazione con Eucentre (European Centre for Earthquake Engineering) ha definito una procedura di calcolo delle azioni sismiche, basata sulla formulazione matematica descritta negli Eurocodici di riferimento, specificatamente elaborata per serbatoi metallici criogenici. La metodologia individuata, che opera nel quadro normativo degli Eurocodici, è basata sulla non-linear static analysis prevista dalle

EN 1998-4:2006 [2] ed EN 1998-1:2013 [3], valuta l'azione sismica in accordo alla EN 1998-4:2006 ANNEX A, ed esegue la verifica del serbatoio mediante i metodi di calcolo MNA e LBA previsti dalle EN1993-4-2:2007 [4] ed 1993-1-6:2007 [5], tenendo in considerazione la deformabilità del serbatoio interno e la presenza del liquido contenuto. Il metodo di verifica sviluppato, che è basato sulle indicazioni delle normative vigenti e completa le stesse per il caso particolare di serbatoi criogenici, è stato poi validato mediante prove su serbatoi in scala reale.
Aspetto innovativo di tale procedura consiste nell'inserimento dell'elemento perlite, le cui caratteristiche sono state valutate sperimentalmente.

1.2 Caratterizzazione sperimentale della perlite

Una prima caratterizzazione della perlite è stata effettuata presso il Laboratorio Prove Materiali del Politecnico di Milano. In questa sede sono state indagate le principali caratteristiche fisiche e meccaniche della perlite espansa in forma granulare comunemente utilizzata nel processo di perlitaggio VRV. A causa della similitudine della perlite con materiali geotecnici quali sabbie e suoli si sono indagate alcune delle proprietà e caratteristiche utili ad una successiva modellazione mediante prove di comprovata validità in ambito geotecnico. In particolare si è valutata la composizione granulometrica della perlite mediante setacciatura, sono state effettuate prove edometriche e prove triassiali di perlite vibrata artificialmente e con densità equivalente a quella ottenuta dal processo di perlitaggio considerato.

1.3 Caratterizzazione numerica della perlite

La seconda fase è stata caratterizzata dall'estrapolazione, dalle prove di laboratorio effettuate, di tutti quei parametri significativi per la definizione di un modello di materiale rappresentativo del comportamento della perlite. In collaborazione con la sezione di Ingegneria Geotecnica del Politecnico di Milano è stato individuato il modello matematico più vicino alla rappresentazione di questa tipologia di materiale e, congiuntamente con il centro di supporto ANSYS Italia è stato implementato all'interno del codice di calcolo ad elementi finiti. Questa fase ha permesso di disporre di uno strumento di calcolo efficace per l'integrazione dell'elemento perlite e del suo comportamento con quello della struttura metallica del serbatoio criogenico.

1.4 Determinazione dell'interazione perlite-struttura

I valori dei parametri ottenuti dai campioni di laboratorio, rappresentativi di condizioni dimensionali lontane dall'applicazione reale, sono stati poi verificati e tarati con ulteriori prove sperimentali presso il Centro Nazionale Collaudi di Piacenza su un serbatoio prototipo opportunamente costruito. Tale prototipo ha permesso di caricare in modo quasi statico e ciclico la perlite presente all'interno dell'intercapedine, potendo dunque apprezzare l'influenza dell'effetto dimensionale nonché quella del vuoto creato durante il processo di produzione.

1.5 Valutazione delle caratteristiche della perlite su serbatoi già installati

L'importanza della determinazione dei parametri corretti della perlite ed in particolare l'elevata influenza della storia di carico subita dalla perlite stessa nel corso della sua vita sulle caratteristiche fisiche e meccaniche ha portato il gruppo di lavoro formato da Merli Engineering, VRV e Assogastecnici alla definizione di una campagna di prove su serbatoi

dismessi al fine di valutare la variazione delle proprietà della perlite su un campione significativo di serbatoi ante-PED, e valutarne lo scostamento dovuto a fenomeni comuni nella vita di un serbatoio (quali movimentazione, cicli termici, condizioni ambientali, perdita del vuoto etc..). Questa campagna, che prevede prove sperimentali per tipologie di serbatoi dimensionalmente differenti, di differente età e costruzione è ancora in fase di ultimazione.

2. Definizione della procedura di verifica in ambito normativo

Obiettivo del lavoro svolto è stato quello di implementare una procedura di verifica sismica dei serbatoi criogenici fissi che, basandosi sulle normative di riferimento, potesse coglierne i vantaggi di un'analisi dettagliata, con ipotesi sempre conservative e con il fine ultimo di una ottimizzazione strutturale ed una verifica il più veritiera possibile in condizioni di sisma. Per fare questo, partendo dagli spettri di accelerazione del sito di installazione definiti dalla NTC 2008, si è definita una procedura di calcolo delle azioni sismiche, in collaborazione con Eucentre (European Centre for Earthquake Engineering) che potesse tenere in considerazione i seguenti fattori (caratteristici di strutture metalliche snelle come i serbatoi criogenici):

- Presenza del serbatoio interno
- Deformabilità del serbatoio interno
- Componente convettiva dovuta al moto del fluido contenuto
- Componente impulsiva dovuta al moto del fluido contenuto

Si è deciso di utilizzare una non-linear static analysis, definita in ambito normativo (EN 1998-4:2006, EN 1998-1:2013, EN1993-4-2:2007 ed 1993-1-6:2007)), per poter sfruttare al meglio gli strumenti di calcolo messi a disposizione da un software ad elementi finiti di alto livello come Ansys.

3. Caratterizzazione sperimentale della perlite

Nella pratica costruttiva dei serbatoi criogenici fissi la funzione di barriera termica è generalmente affidata al vuoto ed alla presenza di perlite espansa in forma granulare, materiale leggero e poroso con ottime caratteristiche isolanti. Mentre tali caratteristiche termiche sono ormai ben note, non si conoscono in letteratura casi di studio delle caratteristiche meccaniche della perlite in tale forma; la non trascurabilità dell'effetto della perlite in termini strutturali dipende anche dal processo di perlitaggio che prevede generalmente un compattamento della perlite stessa causato dal pompaggio del vuoto all'interno dell'intercapedine ed una ulteriore rottura dei grani causata dal movimento vibrazionale imposto al serbatoio. La rottura dei grani di perlite risulta proprio il fenomeno più importante nell'alterazione delle caratteristiche meccaniche e della risposta della perlite ad una sollecitazione esterna.
Si riportano in seguito le principali prove effettuate in collaborazione con il Politecnico di Milano presso il Laboratorio Prove Materiali.

3.1 Analisi granulometrica per setacciatura

Questa prova è stata effettuata inizialmente su perlite vergine (non vibrata) con riferimento alla normativa UNI CEN ISO/TS 17892-4.

Diametro	Passante(%)
2.000	100.000
0.840	93.542
0.420	74.792
0.250	52.708
0.177	32.396
0.106	8.646
0.075	4.479

Tabella 1. Analisi granulometrica su perlite vibrata

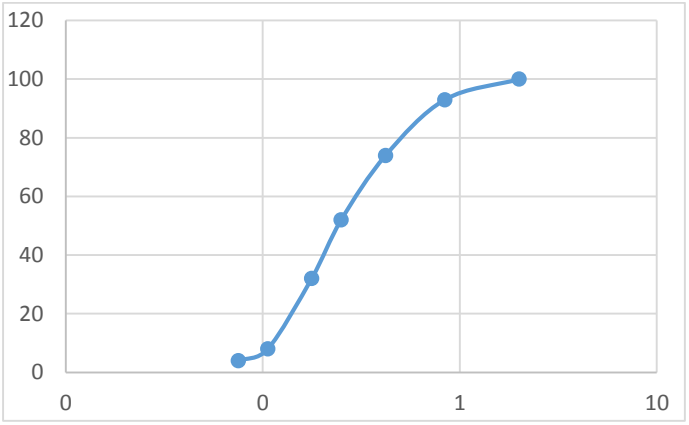


Figura 1. Analisi granulometrica

3.2 Prova edometrica

La prova edometrica consiste nell'applicazione di un carico assiale di compressione al provino cilindrico con deformazione laterale imposta nulla; ogni livello di carico è stato mantenuto per un tempo tale da esaurire il fenomeno di consolidazione della perlite causato dalla rottura dei grani e della loro interazione. I livelli di carico individuati corrispondono a valori rappresentativi del campo verosimilmente ottenibile all'interno dell'intercapedine tra serbatoio interno ed involucro esterno nel caso di sollecitazione sismica e completo cedimento delle strutture di supporto. I provini sono stati ricostruiti mediante tavola vibrante in modo tale da ottenere una densità di partenza pari a 120 Kg/m^3, equivalente alla densità ottenuta alla fine dell'attuale processo di perlitaggio (VRV).
Tale prova è stata eseguita con riferimento alla normativa UNI CEN ISO/TS 17892-5.
Si riportano in Tabella 1 gli step di carico considerati e relativi cedimenti assiali. Nei grafici sottostanti si riportano alcuni andamenti significativi di cedimento in funzione del tempo.

Livelli di carico (kPa)	Cedimento accumulato (mm)
2.8 -> 10	0.136
10 -> 20	0.253
20 -> 30	0.346
30 -> 50	0.524
50 -> 100	2.104
100 -> 50	2.104
50 -> 30	2.076
30 -> 20	2.044
20 -> 10	1.975
10 -> 2.8	1.902

Tabella 2. Cedimenti misurati – prova edometrica

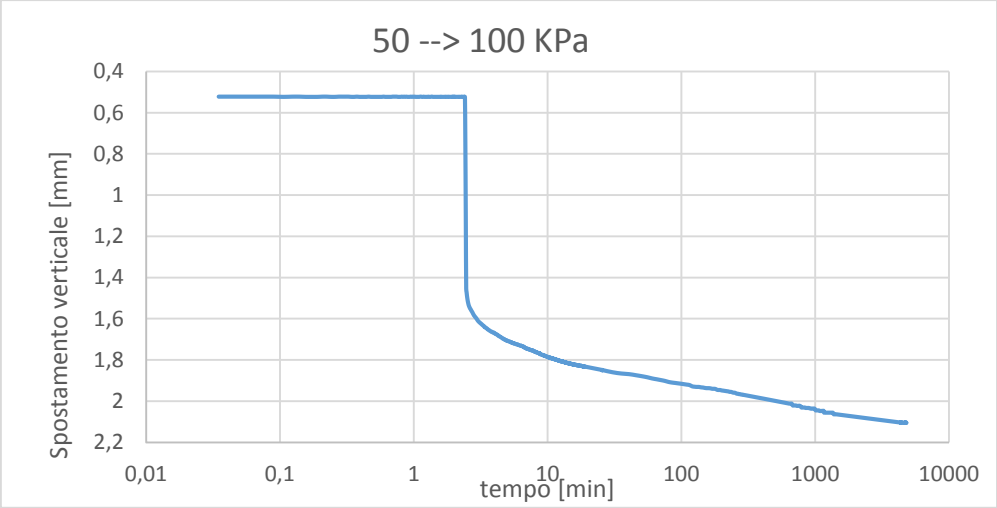


Figura 3. Step di carico N.5

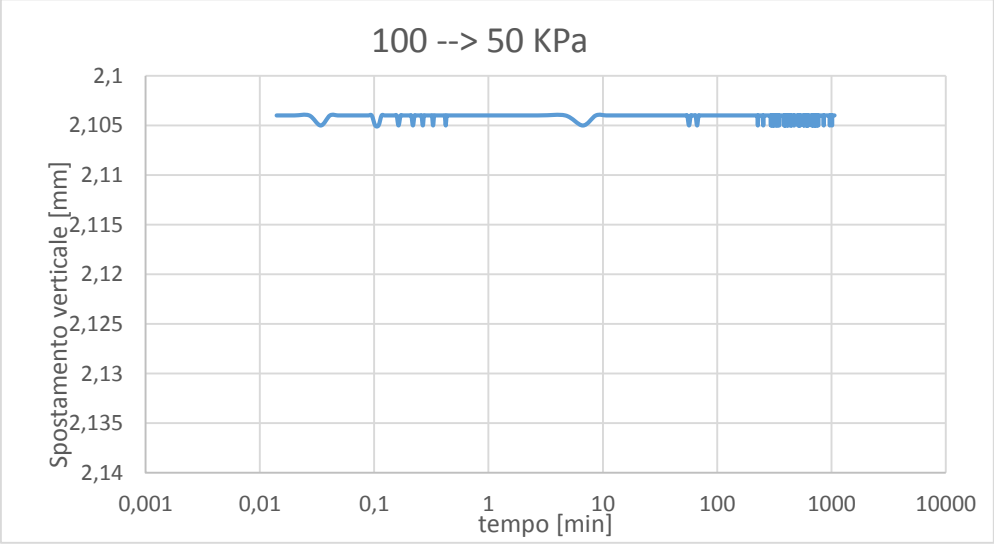


Figura 4. Step di scarico N.1

Aumentando il carico di compressione assiale si evidenzia un fenomeno di *consolidazione*, con accumulo di deformazione nel tempo. Tale caratteristica, causata dalle interazioni tra i grani di perlite sollecitati meccanicamente, risulta importante per la valutazione delle proprietà della perlite nel tempo e della sua risposta a sollecitazioni di carattere sismico (di durata limitata). In condizione di scarico non si ha un effettivo ritorno elastico della perlite, che mantiene il livello di deformazione raggiunto. Si può perciò evincere che la perlite risulta sensibile alla storia di applicazione del carico, variando nel tempo le sue caratteristiche meccaniche.

3.3 Prova triassiale

La prova triassiale consiste nell'incremento della pressione di cella in condizione isotrope a passi incrementali e successivo incremento del carico deviatorico a deformazione controllata (v = cost).



Figura 5. Attrezzatura di prova triassiale

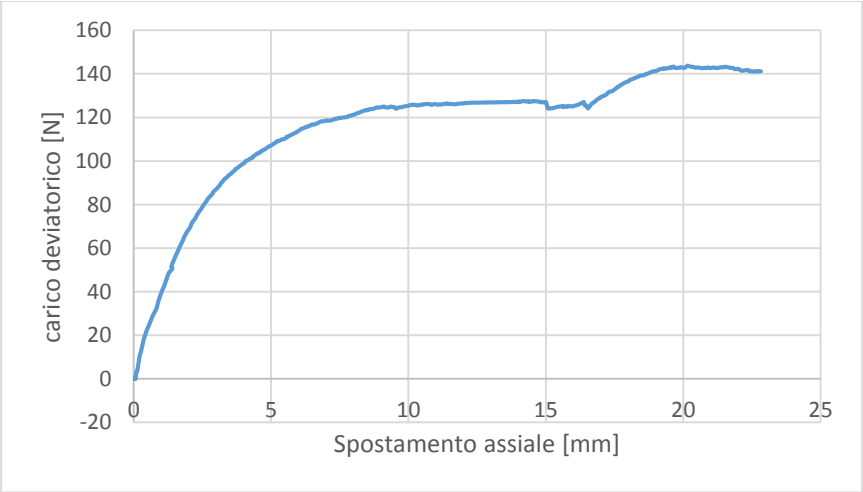


Figura 6. Diagramma carico deviatorico/spostamento assiale di una prova triassiale

4. Caratterizzazione numerica della perlite

Al fine di implementare il comportamento della perlite all'interno di un codice di calcolo numerico si è utilizzato come modello di riferimento per tale tipologia di materiale un modello di tipo Druker Prager, comunemente utilizzato in ambito civile e geotecnico per la caratterizzazione di materiali granulari e terreni. Dalle prove edometriche e triassiali effettuate è stato possibile ricavare i parametri significativi di tale modello, in particolare: i parametri elastici (Modulo elastico E, Modulo elastico edometrico E_{ed}, Coefficiente di Poisson ν) e i parametri caratteristici del criterio di rottura (Coesione c e angolo di attrito φ). La condizione di rottura, definita dalla superficie di rottura, dipende dallo stato di sforzo del materiale stesso. Si considera invece, con buona approssimazione, un comportamento di tipo elastico all'interno della superficie di rottura.

4.1 Modulo elastico

Il modulo elastico della perlite è stato ricavato dalle prove triassiali e dipende dall'intervallo di sollecitazione considerato. A seguito della variazione delle caratteristiche elastiche della perlite dopo il primo ciclo di carico si è considerato, a favore della sicurezza, il modulo elastico della perlite vibrata al primo ciclo di sollecitazione.

Generalmente, in ambito geotecnico, si considera il modulo elastico $E_{50\%}$ calcolato tra il punto (0,0) e il 50% della rottura del materiale.
Il valore di modulo elastico E relativo ad una perlite espansa vibrata con densità equivalente di 120 Kg/m3 risulta compreso tra 0,9 MPa e 2,3 MPa

4.2 Coefficiente di Poisson

Analogamente ad altri materiali granulari secchi il cui comportamento risulta simile a quello della perlite si ipotizza un valore di coefficiente di Poisson compreso tra 0,3 e 0,4.

4.3 Coesione e coefficiente di attrito

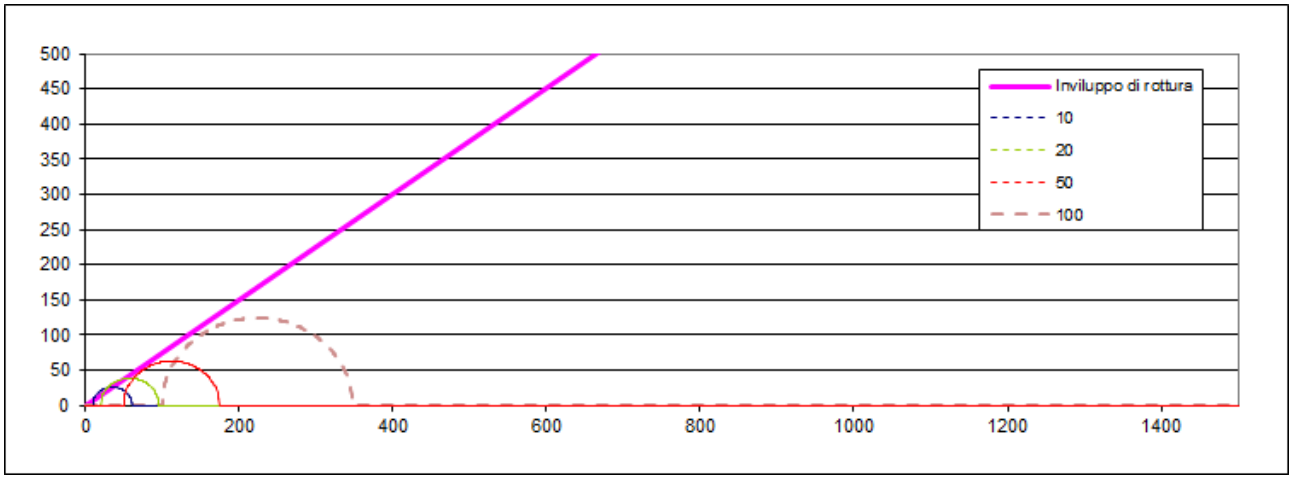


Figura 7. Superficie di rottura da prove triassiali

La superfice di rottura (rappresentata nel grafico da una retta) è tangente ai cerchi di rottura determinati dai grafici ottenuti dalle prove triassiali a pressione di confinamento imposta.

La scelta dei parametri c (coesione) e φ (angolo d'attrito) non è univoca. Si è dunque ritenuta necessaria una taratura dei parametri caratteristici del modello Dracker Prager mediante prove su serbatoio in scala reale.

5. Determinazione dell'interazione perlite struttura

5.1 Prove sperimentali

Al fine di una taratura efficace dei parametri del modello numerico utilizzato a partire dai risultati di laboratorio che tenesse in considerazione l'effetto del vuoto e che fosse rappresentativo, dal punto di vista dimensionale, dei serbatoi reali, si è costruito un serbatoio prototipo da testare. Tale serbatoio è stato progettato in modo tale da svincolare, a differenza dei serbatoi criogenici reali, il serbatoio interno dall'involucro esterno e rinforzato in modo tale da poter trascurare l'effetto della deformabilità dell'involucro metallico. Obiettivo primario dei test eseguiti è stato quello di verificare il comportamento della perlite presente nell'intercapedine dopo un normale ciclo di perlitaggio (vuoto + vibrazione) mediante l'applicazione di forze quasi statiche in senso trasversale e longitudinale rispetto all'asse del serbatoio e la misurazione dello spostamento relativo tra serbatoio interno ed involucro esterno. Si è inoltre voluto indagare sull'effetto di carichi ripetuti sulle caratteristiche meccaniche della perlite e sull'effetto dimensionale di un'intercapedine reale rispetto alle dimensioni dei campioni testati in laboratorio.



Figura 8. Serbatoio prototipo

Il serbatoio prototipo è stato testato presso il Centro Nazionale Collaudi di Piacenza.

5.1.1 Prova di tiro trasversale

Questa prova è stata effettuata applicando una forza alle estremità del serbatoio interno (svincolato rispetto a quello esterno - fisso) in modo tale da riprodurre l'ipotetica condizione limite potenzialmente verificabile durante un sisma in cui si abbia un completo disaccoppiamento tra serbatoio interno ed involucro esterno a causa di un cedimento dei supporti. Le forze applicate sono comparabili con quelle di verifica sismica in termini di campo di pressione trasmessa alla perlite. Si riportano in Fig.9 e Fig.10 gli spostamenti relativi tra serbatoio interno e serbatoio esterno misurati alle estremità.

Si è notato un comportamento non perfettamente elastico durante il primo ciclo di carico, seguito da un comportamento perfettamente elastico ai cicli successivi. Questo comportamento, evidente dalle prove sperimentali, conferma il fenomeno di frantumazione dei grani di perlite durante il primo ciclo di carico con conseguente deformazione residua durante lo scarico.

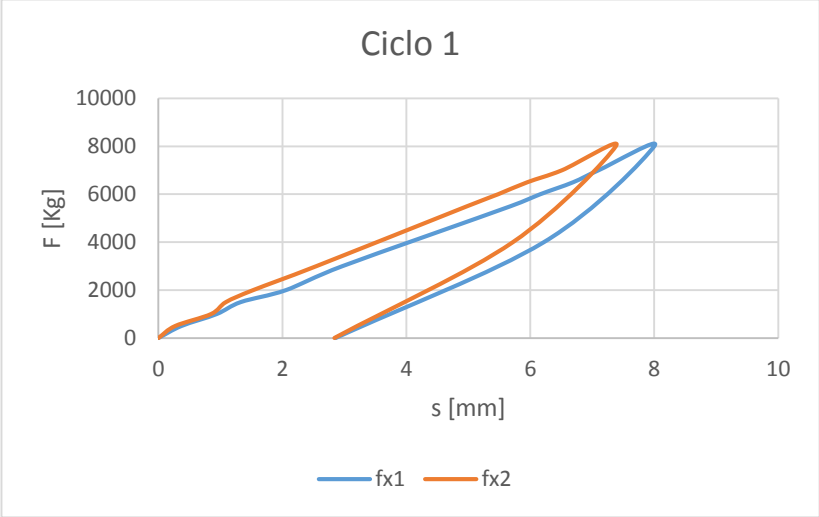


Figura 9. Prova di carico trasversale – 1° ciclo di carico

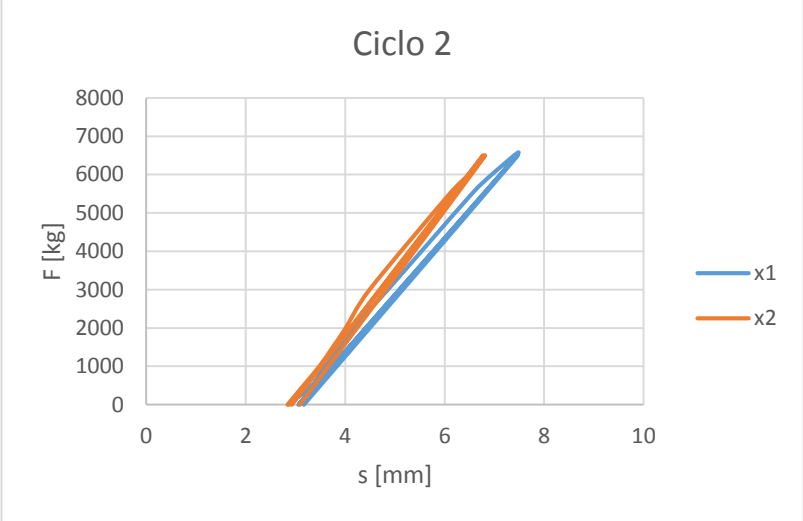


Figura 10. Prova di carico trasversale – 2° ciclo di carico

5.1.2 Prova di tiro longitudinale

Questa prova aveva lo scopo di simulare gli effetti di un'accelerazione sismica verticale sulla perlite nel caso di completo cedimento dei supporti tra serbatoio interno ed involucro esterno.
I risultati hanno condotto alle medesime considerazioni del caso precedente.

5.2 Taratura dei parametri del modello numerico

I parametri caratteristici della perlite sono stati tarati, all'interno dei rispettivi range di variazione ottenuti mediante le prove di laboratorio su provini, in modo tale da minimizzare l'errore tra la previsione del modello numerico e i risultati delle prove sopra descritte.

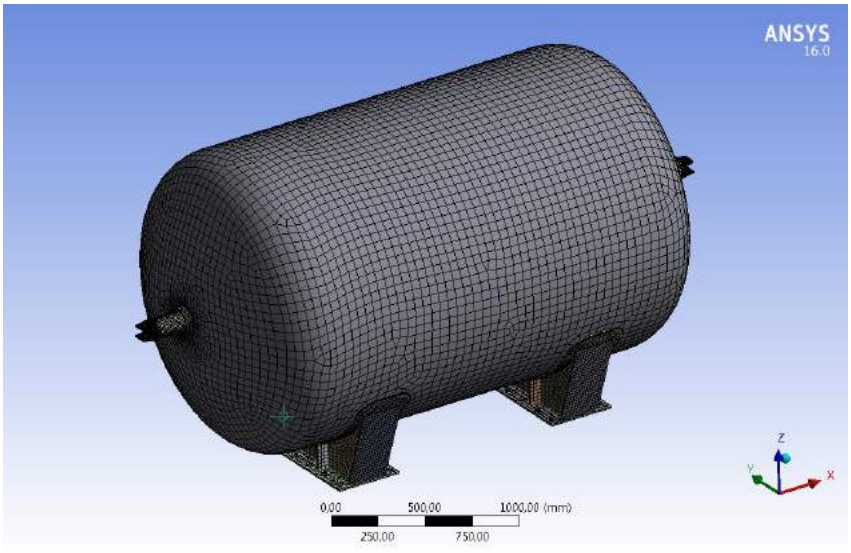


Figura 11. Modello ad elementi finiti del serbatoio prototipo

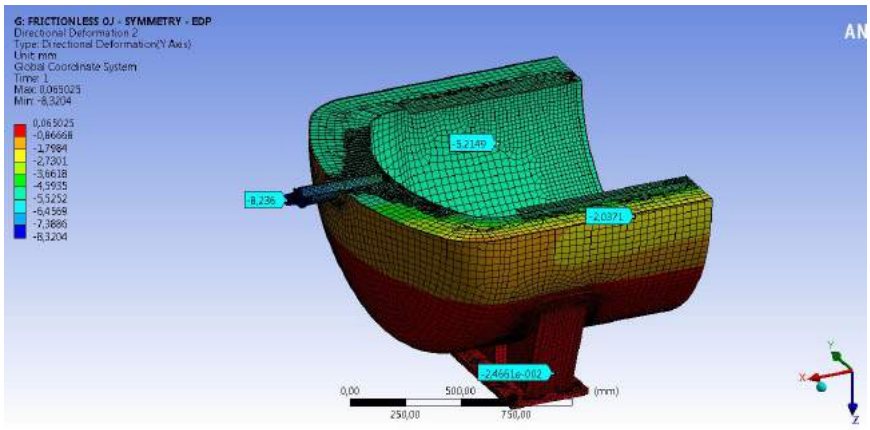


Figura 12. Risultati numerici condizione di prova – Deformazioni Y

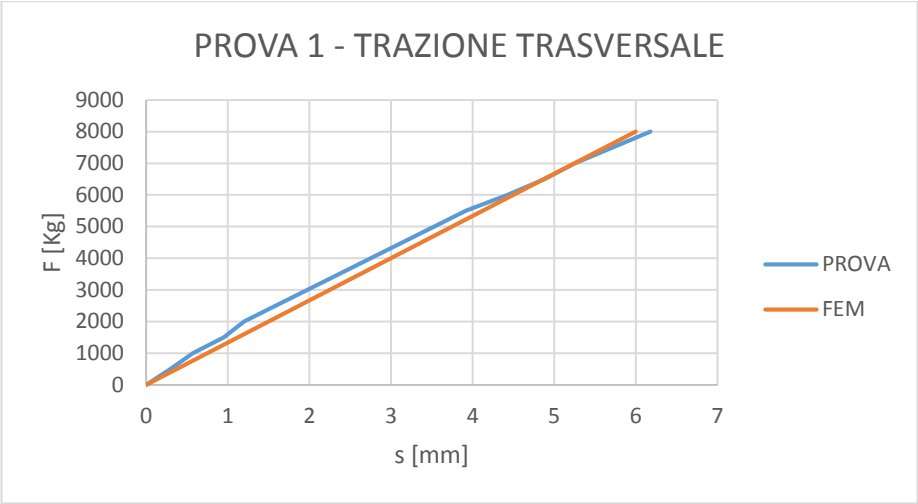


Figura 13. Confronto numerico sperimentale – Deformazioni Y

6. Conclusioni

La metodologia descritta ha permesso di definire una procedura dettagliata per la verifica e il dimensionamento dei serbatoi criogenici che, partendo dalla formulazione matematica delle azioni sismiche come descritte negli Eurocodici che tengono in considerazione la deformabilità del serbatoio e l'effetto del liquido contenuto, permette il calcolo in regime elasto - plastico del serbatoio introducendo l'effetto della perlite. Tale effetto, non trascurabile dal punto di vista strutturale, è stato indagato sperimentalmente al fine di validare il modello numerico implementato e ottenere un miglioramento nella modellazione e caratterizzazione di tale tipologia di costruzioni ai fini della verifica sismica. In particolare l'introduzione della perlite nella modellazione comporta un miglioramento della risposta strutturale di tali serbatoi all'azione sismica ed una conseguente verifica degli stessi ai sensi delle normative vigenti per valori di accelerazione sismica decisamente superiori.

7. Bibliografia

[1] Calvi GM, Nascimbene R. Progettare i gusci, IUSS Press

[2] UNI EN 1998 – 4: Progettazione delle strutture per la resistenza sismica. Parte 4: Silos, serbatoi e condotte

[3] UNI EN 1998-1: Progettazione delle strutture per la resistenza sismica. Parte 1: Regole generali, azioni sismiche e regole per gli edifici

[4] UNI EN 1993-4-2: Progettazione delle strutture di acciaio. Parte 4-2: Serbatoi

[5] UNI EN 1993-1-6: Progettazione delle strutture di acciaio. Parte1-6: Resistenza e stabilità delle strutture a guscio

Metodologia per l'analisi preliminare idonea ad individuare le unità critiche a seguito di eventi sismici che possono innescare un incidente rilevante alla luce del d.lgs. 105/2015

V. Nastasi*, G. Sferruzza*, G. Argento*, A. Muratore**

*Inail - UOT di Palermo
**Inail - UOT di Piacenza

Sommario

L'Italia con il D.Lgs. 105/2015 ha recepito la direttiva 2012/18/UE (Seveso III) relativa al controllo degli incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Tale decreto per la prima volta in modo esplicito parla di eventi naturali che possono innescare un incidente rilevante. Un evento naturale derivante da sisma, qualora colpisca uno stabilimento a "Rischio di Incidente Rilevante - RIR", oltre a creare effetti diretti su persone e strutture, può provocare eventuali eventi incidentali su attrezzature, impianti e stoccaggi. Gli incidenti così generati sono chiamati NaTech (Natural Hazard Triggering Technological Disasters) ad indicare la loro doppia composizione naturale e tecnologica. La gravità di tali incidenti è amplificata dal possibile contemporaneo fuori servizio di sistemi ausiliari di mitigazione preposti al contenimento degli eventi o alla messa in sicurezza degli impianti. Il punto C.4.1 dell'allegato C del D.Lgs. 105/2015, evidenzia che: *"Il gestore dello stabilimento a rischio di incidente rilevante in modo autonomo sceglie la metodologia di analisi da adottare con riferimento allo stato dell'arte in materia e alle specifiche caratteristiche del proprio stabilimento e dei sui rischi intrinseci…"* e a seguire *"In particolare tale analisi è preceduta dall'effettuazione di un'analisi preliminare per l'individuazione delle unità critiche dello stabilimento, finalizzata all'individuazione dei livelli di approfondimento ed alla selezione delle metodologie da impiegare."* Scopo della presente memoria, è quello di proporre una metodologia per effettuare una analisi preliminare con metodo ad indice, che fornisca il livello di rischio natech da sisma di ciascuna unità critica di uno stabilimento a RIR. Tale metodo oltre che in fase di stesura dei rapporti di sicurezza può essere utile anche nella fase di studio degli eventuali effetti domino, nello studio di sicurezza integrato d'area (SSIA), nell'ambito della pianificazione d'emergenza e nella programmazione e pianificazione del territorio.

1. Scenari incidentali per effetto del sisma negli impianti RIR

Il nostro paese, con il D.Lgs. 105/2015 ha recepito la direttiva 2012/18/UE (Seveso III) relativa al controllo degli incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Esso per la prima volta in modo esplicito parla di eventi naturali che possono innescare un incidente rilevante. Un incidente viene qualificato come **"rilevante"** se sono soddisfatte tre condizioni: 1) l'incidente deve essere dovuto a sviluppi incontrollati; 2) devono essere coinvolte una o più sostanze pericolose; 3) l'incidente deve essere di grande entità e dar luogo ad un pericolo grave, immediato o differito, per la salute umana e per l'ambiente, all'interno o all'esterno di uno stabilimento. In merito a quest'ultimo punto si dà qualche indicazione ricavata dall'Allegato 6 del D.Lgs. 105/15 in funzione delle possibili conseguenze, di seguito sintetizzate: a) potenziale perdita di vita umana (all'interno e all'esterno dello stabilimento), b) potenziale impatto per la salute di più persone (disturbo sociale), c) potenziale danno ambientale, d) potenziale danno grave materiale all'interno o all'esterno dello stabilimento. Il Gestore per dimostrare di aver attuato idonee misure per

prevenire, controllare e limitare le conseguenze di un eventuale incidente rilevante deve redigere il Rapporto di Sicurezza.

Con il nuovo D.Lgs. 105/2015 all'Allegato C (art. 15) "Criteri, dati e informazioni per la redazione e la valutazione del Rapporto di Sicurezza e del Rapporto preliminare di sicurezza" in modo esplicito per la prima volta si evidenzia che (punto C.4.1) occorre *"individuare, descrivere, analizzare e caratterizzare quantitativamente le sequenze incidentali che possono generare un incidente rilevante e gli scenari ragionevolmente prevedibili che ne possono evolvere, in termini di conseguenze e probabilità. Ognuno degli scenari incidentali individuati dovrà essere corredato da una sintesi degli eventi che possono avere un ruolo nel loro innesco, con cause interne o esterne allo stabilimento: cause operative, cause esterne, quali quelle connesse con effetti domino o con siti di attività non rientranti nell'ambito di applicazione del presente decreto o con aree e sviluppi urbanistici/insediamenti situati in prossimità dello stesso, cause naturali, come terremoti ed inondazioni*". Inoltre: *"Il Gestore effettua la scelta della metodologia di analisi da adottare con riferimento allo stato dell'arte in materia ed alle specifiche caratteristiche del proprio stabilimento e dei suoi rischi intrinseci, …"* e a seguire *"In particolare tale analisi è preceduta dall'effettuazione di un'analisi preliminare per l'individuazione delle unità critiche dello stabilimento, finalizzata all'individuazione dei livelli di approfondimento ed alla selezione delle metodologie da impiegare".*

Scopo del presente lavoro è sviluppare un'analisi preliminare (Art. 15, Allegato C punto C.4.1, del D.Lgs. 105/2015), con una metodologia semplificata (metodo ad indice) per la valutazione del rischio NaTech dovuto a terremoto che fornisca le basi per identificare le unità critiche dello stabilimento, finalizzata all'individuazione dei livelli di approfondimento. Oltre ai terremoti e alle inondazioni si evidenzia (Allegato C Punto C.3) che si devono riportare informazioni anche in relazione ai criteri progettuali e costruttivi su trombe d'aria, fulmini, dissesti idrogeologici, meteomarini. I rischi NaTech (Natural Hazard Triggering Technological Disasters) indicano una classe di eventi concatenati, in cui l'agente primario della concatenazione è riconducibile ad un fattore di pericolosità naturale (Fulmini, Alluvioni, Terremoti, Fenomeni vulcanici, Uragani, Trombe d'aria, Forte vento) che innesca poi uno o più eventi tecnologi indotti, di grande entità. Le analisi storiche mostrano che l'impatto di un evento sismico su un impianto industriale può comportare il rilascio di ingenti quantità di sostanze pericolose, con conseguenti eventi incidentali rilevanti concomitanti quali: incendi, esplosioni, dispersioni tossiche, inquinamento di corpi idrici superficiali e falde acquifere. Tali eventi naturali di conseguenza possono quindi comportare: a) un incremento della frequenza di accadimento associata agli eventi incidentali; b) una estensione delle aree di danno, determinata sia dal contemporaneo verificarsi di più eventi incidentali di magnitudo superiore, sia dalla possibile indisponibilità dei sistemi di protezione e di mitigazione.

I risultati dell'analisi preliminare di cui al presente lavoro possono essere utili oltre che nell'ambito dell'analisi preliminare per la predisposizione dei rapporti di sicurezza, anche nell'ambito della: a) pianificazione di emergenza nonché per consentire di accertare anche l'effettiva possibilità di effetto domino (Art. 19 e Allegato E D.Lgs. 105/15); b) programmazione e pianificazione dell'uso del territorio, in merito alle distanze di sicurezza da mantenere in presenza di attività RIR (art. 22 D.Lgs. 105/15). Si evidenzia che fino all'emanazione dello specifico decreto (c.3 art.22), il c.4 dello stesso articolo evidenzia che si continua ad applicare il DM LL PP 9 maggio 2001 (GU n 138 del 16/5/2001) che detta i *"Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti RIR".*

2. Fattori fondamentali che influenzano il rischio sismico

Nel tempo il concetto di rischio è cambiato profondamente: dall'idea di rischio legato soprattutto ad eventi esterni all'individuo, si è passati alla visione del rischio che è anche insito nell'uomo, legato alle sue decisioni e proiettato perciò nel futuro (UNI ISO 31000 "Gestione del Rischio, Principi e Linee Guida"). Il rischio quindi è anche insito nell'operato dell'uomo, il quale influenza le prestazioni di altri uomini e si amplia laddove c'è l'interazione con la popolazione aumentando nel complesso l'esposizione ai rischi. Secondo la **UNI ISO 31000 per "rischio"** si intende: *l'effetto di un evento futuro e incerto che può influenzare il raggiungimento degli obiettivi di una organizzazione*.
Nel caso in esame di **"rischio NaTech da sisma"** gli "eventi futuri e incerti "e gli "obiettivi da raggiungere" di un impianto RIR, devono essere messi in relazione con aspetti della legislazione vigente (norme e standard per la costruzione di attrezzature e impianti; norme sulla sicurezza e salute dei lavoratori, D.Lgs. 81/08 e smi; norme sulla sicurezza industriale che impattano la sicurezza e la salute delle comunità locali confinanti gli stabilimenti RIR, D.Lgs. 105/15; norme ambientali, D.Lgs. 152/2006 e Nuove disposizioni di diritto penale dell'ambiente introdotte con la Legge n 68/2015) adottando un approccio integrato e integrale:
- effetto di un evento futuro e incerto: Interruzione imprevista del funzionamento di impianti e attrezzature, verificarsi di infortuni sul lavoro, verificarsi di incidenti rilevanti; verificarsi di inquinamenti anche al di fuori del sito;
- obiettivi di una attività a RIR: Appagare gli utenti e i portatori di interesse, attuare la sicurezza e la salute dei lavoratori e delle altre persone presenti in azienda, attuare la sicurezza industriale tutelando nel contempo le comunità locali confinanti con gli impianti a RIR, evitare ogni forma di inquinamento (danni a persone, cose, flora e fauna, contaminazione dell'aria, dei corpi idrici, della falda, del suolo e del sottosuolo).
Mentre per **"livello del rischio"** si intende: la *dimensione di un rischio in termini di combinazione fra conseguenze e probabilità*. Per "valutazione del rischio" (Risk Assessment) si intende: *il processo che include l'identificazione, l'analisi e la ponderazione del rischio. La valutazione poggia sul concetto di ponderazione che viene associato al concetto di accettabilità*.
Nel presente lavoro ci si propone di affrontare il rischio derivante da terremoti per le attività a rischio di incidente rilevante, sulla base di quanto prima evidenziato. Oramai la comunità scientifica evidenzia che il "livello del rischio natech derivante da sisma" è dipende da tre fattori fondamentali:
-Pericolosità Sismica "P", che dipende dalle caratteristiche sismogenetiche del territorio, dalle amplificazioni locali e da eventuali fenomeni di liquefazione del terreno di fondazione;
-Vulnerabilità "V", di strutture, impianti e attrezzature (serbatoi, reattori, tubazioni, ecc.);
-Esposizione "E", che tiene conto delle perdite di vite umane, di danni economici, etc.
Normalmente il livello del rischio natech derivante da sisma, si esprime:

$$\textbf{R natech-sisma} = P \times V \times E \qquad (1)$$

Per quanto apparentemente semplice e compatta, la formula prima descritta non è generalmente di facile calcolo, in quanto ciascuno dei fattori prima evidenziati risulta a sua volta caratterizzato da diverse variabili, che per arrivare a definirle tutte sul piano quantitativo occorre un impegno materiale, economico e di tempo non indifferente. Il metodo ad indice che si propone in questo lavoro ha come finalità quello di determinare in modo sintetico il livello del rischio natech da sisma delle singole unità critiche presenti all'interno degli stabilimenti RIR. Tale metodo ad indice viene esplicitato con la seguente relazione:

$$Ir = Ip \times Iv \times Ie \quad (2)$$

Dove “Ir” è l’indice di rischio natech dovuto al sisma, che dipende da “Ip” (indice di pericolosità sismica del luogo dove è ubicato l’impianto oggetto della valutazione), “Iv” (indice di vulnerabilità delle singole apparecchiature bersaglio) e “Ie” (indice di esposizione). Nei paragrafi a seguire si riportano le modalità per determinare i singoli valori degli indici Ip, Iv e Ie.

3. Indice di pericolosità sismica

3.1 Caratterizzazione dell’evento sismico

L’Italia è uno dei Paesi a maggior rischio sismico nel mediterraneo, per la frequenza dei terremoti che hanno storicamente interessato il suo territorio e per l’intensità che alcuni di essi hanno raggiunto. La sismicità della nostra penisola è legata alla sua particolare posizione geografica, perché è situata nella zona di convergenza tra la zolla africana e quella eurasiatica. Dall’andamento della linea di convergenza quasi tutte le nostre Regioni sono potenzialmente interessate da eventi sismici, solo la Sardegna non risente particolarmente di eventi sismici. Tutto ciò può continuare ad incidere negativamente sul piano sociale ed economico non solo sulla popolazione ma anche sulle attività produttive, di cui gli stabilimenti RIR sono i più complessi da gestire in presenza di sisma. L’intensità di un evento sismico si riferisce alle caratteristiche delle onde sismiche che, generate nell’ipocentro del sisma, si irradiano nel suolo e le cui caratteristiche possono essere correlate alla magnitudo, alla distanza e al tipo di substrato geologico. Questa impostazione che già risulta semplificata, presenta numerose incertezze circa la determinazione dell’intensità del terremoto. Ad oggi normative nazionali e internazionali prescrivono standard di resistenza per le costruzioni in zone classificate a rischio sismico che utilizzano la massima accelerazione al suolo (Peak Ground Acceleration, PGA) e la massima velocità al suolo (Peak Ground Velocity, PGV) in una determinata zona. La probabilità di accadimento dell’evento sismico è definita in accordo con i metodi dell’analisi probabilistica del rischio sismico (Probabilistic Seismic Hazard Analysis, PSHA), in funzione di un intervallo di tempo T fissato, che tipicamente è scelto in 50 anni. Si definisce probabilità di accadimento in corrispondenza di un dato valore di PGA, come la probabilità che il valore di PGA scelto sia superato nell’intervallo di tempo T fissato:

$$H(T) = P\,(PGA>a,\ T) \quad (3)$$

La variabile H(T) è la probabilità di superamento del valore “PGA=a” nell’intervallo di tempo T.

3.2 Valutazione dell'indice di pericolosità sismica "Ip"

Ai nostri fini, per la determinazione del valore dell'Indice di Pericolosità Sismica "Ip", si propone di metterlo in relazione con l'accelerazione di picco al suolo. Il tutto viene evidenziato nella seguente tabella 1.

Livello Pericolosità sismica	**Accelerazione di picco al suolo**	**Ip**
ALTA	Amax > 0,25	4
MEDIA	0,15<Amax< 0,25	3 (*)
BASSA	0,05<Amax<0,15	2
MINIMA	Amax< 0,05	1

(*) possibile verificarsi di fenomeni di liquefazione dei terreni non coesivi saturi, vedi parte finale del paragrafo.

Tabella 1. Relazione tra i livelli di pericolosità, l'accelerazione di picco al suolo e "Ip"

Nel caso in cui l'impianto industriale è ubicato su suolo non rigido o in prossimità di pendii bisogna considerare dei fattori amplificativi dell'accelerazione di picco su suolo rigido, come evidenziato dalle Norme Tecniche delle Costruzioni - NTC 2008:

$$\mathbf{Amax = PGA \times St \times Ss \quad (4)}$$

Al fine di definire la Amax "accelerazione massima" di cui sopra si considerano: a) il coefficiente di amplificazione stratigrafica "Ss", tale coefficiente, discende dal tipo di sottosuolo e varia da 1,0 (suolo rigido) a 1,8 (v. tabella 3.2.II "categorie di sottosuolo" delle NTC 2008); b) il coefficiente di amplificazione topografica "St", tale coefficiente discende dall'andamento topografico dove è ubicato l'impianto industriale ed in particolare dipende dalla presenza di pendii, viene estrapolato dalla tabella 3.2.V e 3.2.VI delle NTC 2008 e varia tra 1,0 e 1,4.
Un altro aspetto da far rientrare nella valutazione complessiva di "Ip", e se il terreno di fondazione può essere potenzialmente interessato dal *fenomeno di liquefazione*. Tale fenomeno consiste in una diminuzione di resistenza a taglio e/o rigidezza del terreno di fondazione causato dall'aumento di pressione interstiziale in un terreno saturo non coesivo (sabbia, ghiaia, limo non plastico), durante lo scuotimento sismico, tale da generare deformazioni permanenti significative o persino l'annullamento degli sforzi efficaci nel terreno. La normativa esclude il pericolo di liquefazione se il terreno saturo si trova ad una profondità superiore a 15 m dal piano di campagna o se l'Accelerazione massima attesa è < 0,15g. Nei casi dubbi per maggiori approfondimenti si rimanda alle NTC 2008, Eurocodice 8 – parte 5. In considerazione di ciò, considerando la tabella 1 di cui sopra, nel caso di Indice di pericolosità sismica "Ip" pari a 3 (0,15<Amax< 0,25)**,** quando la falda è in prossimità del piano di campagna, in attesa di maggiori approfondimenti che il gestore dell'impianto dovrebbe fare, si darà ad "Ip" il valore massimo (Ip=4).

4. Indice di vulnerabilità di impianti e attrezzature

4.1 Identificazione delle apparecchiature bersaglio in presenza di un evento sismico

Negli ultimi anni si è riscontrato un aumento del numero (incremento di frequenza) e della gravità (magnitudo) degli eventi NaTech in tutto il mondo. Dall'analisi di eventi NaTech generati da sismi, numerosi studi e ricerche hanno individuato negli impianti industriali RIR come la **frequenza** delle apparecchiature maggiormente vulnerabili sono in ordine: **1)**

le tubazioni, **2)** i serbatoi atmosferici, **3)** i serbatoi pressurizzati. L'analisi storica effettuata nel 2004 da Steinberg e Cruz ha permesso di raccogliere dati su 78 eventi natech causati da terremoti. Da essa sono emersi i seguenti risultati relativi alla vulnerabilità di apparecchiature industriali coinvolte: n 492 tubazione, n 250 serbatoi atmosferici, n 8 attrezzature a pressione, ecc. Invece prendendo in considerazione la **magnitudo** di detti eventi incidentali, contribuiscono per primi i serbatoi atmosferici in cui lo stato di guasto più tipico è il collasso della struttura. Seguono i serbatoi e le attrezzature in pressione dove il guasto più tipico è la rottura di tubazioni e flange o la foratura del mantello e a seguire le tubazioni di trasporto. Nel caso di collasso, l'entità della perdita delle sostanze contenute è tale da causare lo svuotamento dell'apparecchiatura in meno di 10 minuti. Gli scenari potenzialmente che si possono generale sono: - per i *serbatoi atmosferici ancorati e non ancorati*: incendi e dispersione da pozza; - per le *attrezzature in pressione*: jet-fire, fireball, BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion) flash-fire e VCE (Vapour Cloud Explosion).

4.2 Stima delle probabilità di guasto di serbatoi per eventi sismici

Diversi studi compiuti sulla probabilità di guasto di serbatoi per eventi sismici si basano su modelli che consentono di stimare la distribuzione di probabilità del danno atteso nota l'entità dell'azione sismica. Attraverso l'uso della "Probit Analysis" (Finney 1971) si ottiene una funzione della vulnerabilità sismica:

$$Y = K1+K2\ Ln\ (PGA) \qquad (5)$$

La variabile di probit "Y" rappresenta la misura della possibilità che un determinato danneggiamento si verifichi in funzione della dose. La variabile "Y" si può convertire in probabilità con una apposita integrazione. Tali correlazioni sono state sviluppate per alcune categorie di apparecchiature e per diversi stati di guasto. Si riporta la tabella 4 che mette in relazione il tipo di attrezzatura, il grado di riempimento, lo stato di guasto D3 (collasso) e i coefficienti K1 e K2 della equazione prima riportata. In questo lavoro si è proceduto per la tipologia di guasto D3 (collasso) a mettere in un unico grafico (Fig. 1) le curve che caratterizzano la variabile di probit "Y" per: serbatoi vicino al riempimento non ancorati (curva a), serbatoi non ancorati al 50% di contenuto (curva b), serbatoi ancorati vicino al riempimento (curva c), serbatoi in pressione (curva d), serbatoi ancorati al 50% di contenuto (curva e). Di seguito si riporta la tabella 5 che mette in relazione il valore "Y" di probit e la corrispondente probabilità di subire danno.

Tipo di serbatoio	**Grado riempimento**	**Stato Limite (DS)**	**K1**	**K2**
Serbatoi atmosferici ancorati	Vicino al riempimento 50 %	3 3	4,66 3,36	1,54 1,25
Serbatoi atmosferici non ancorati	Vicino al riempimento 50 %	3 3	5,51 4,93	1,34 1,25
Serbatoi orizzontali in pressione	Tutti	3	3,39	1,12

Tabella 2. Relazione tra tipo di attrezzatura, grado di riempimento, stato di guasto

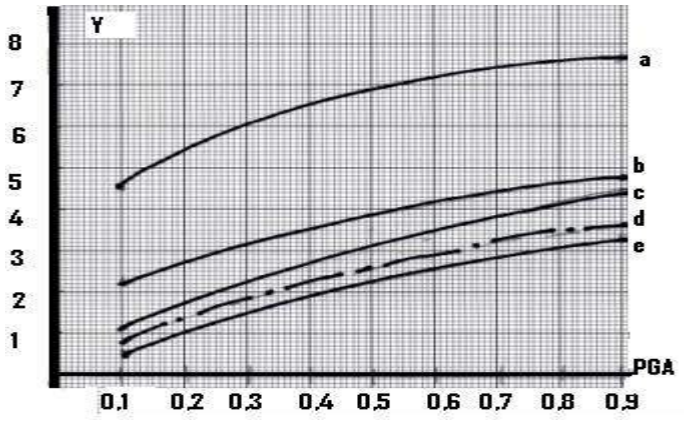


Figura 1. Curve di probit, ascisse: PGA, ordinate: Y

Probabilità	0,01	0,02	0,05	0,10	0,20	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	0,99
Probit "Y"	2,67	2,95	3,36	3,72	4,16	5,0	5,25	5,52	5,84	6,28	7,37

Tabella 3. Relazione tra Probabilità e valore di Probit Y

4.3 Vulnerabilità delle tubazioni in pressione per eventi sismici

Abbiamo visto che le tubazioni sono le attrezzature che con maggiore frequenza possono innescare incidenti rilevanti, anche se nel contempo la magnitudo di tali incidenti risulta di solito inferiore (per il limitato contenuto di fluido) rispetto ad altre apparecchiature (es. serbatoi atmosferici di stoccaggio). In ogni caso bisogna che le tubazioni siano realizzate e mantenute in esercizio tenendo conto dell'effetto sisma. Le sollecitazioni nelle tubazioni non derivano tanto dai soli carichi inerziali propri, quanto piuttosto dagli spostamenti relativi degli appoggi (selle e strutture rack) che in presenza di sisma si manifestano maggiormente. Spesso, il problema di progettazione viene affrontato solo in termini meccanici e ciò risulta insufficiente per descrivere le sollecitazioni complessive in particolare in presenza di sisma. Per una verifica più vicina alla realtà, occorre considerare l'interazione tra tubazione e fluido contenuto nella stessa (sistema tubazione-fluido) per effetto di un sisma. Dal punto di vista qualitativo durante un sisma, all'interno del sistema tubazione-fluido si verificano fenomeni di sovrappressioni e di depressioni che inducono sollecitazioni aggiuntive in tutti i componenti della tubazione stessa e sui relativi supporti e ancoraggi e quindi di conseguenza sulle selle e sulle strutture rack. Ad oggi non esistono studi e ricerche consolidati per la determinazione della probabilità di guasto di tubazioni per eventi sismici, soprattutto per le tubazioni fuori terra. In questo lavoro si propone un metodo per determinare l'indice di vulnerabilità "Iv" delle tubazioni in pressione (fuori terra e interrate), partendo dalle norme con cui queste tubazioni sono state realizzate anche con riferimento alle sollecitazioni dovute al sisma. Le attrezzature a pressione, comprese le tubazioni realizzate in accordo alla direttiva PED recepita dal D.Lgs. 93/2000 e smi (integrata dal D.Lgs. 26/2016) nell'allegato I al punto 2.2 quando si parla di "Progettazione ai fini di una resistenza adeguata" riporta: *"Le attrezzature a pressione devono essere progettate per carichi appropriati all'uso per esse previste e per altre condizioni di esercizio ragionevolmente prevedibili. In particolare si terrà conto: - pressione interna/esterna, - pressione statica e massa della sostanza contenuta alle condizioni di esercizio e durante le prove, - sollecitazioni dovute a movimentazione, vento,* terremoti, *- forze di reazione e momenti di reazione risultanti da sostegni, attacchi, tubazioni di*

collegamento, ecc. – corrosione ed erosione, fatica, ecc. – decomposizione dei fluidi instabili". Questo significa che per una tubazione realizzata secondo la direttiva PED il fabbricante della stessa in fase di valutazione dei rischi, ha tenuto conto dell'effetto sisma. Le tubazioni realizzate secondo la PED, se sono:

1) di categoria di rischio I, II e III (categorie che dipendono da Pressione max esercizio, PS; Diametro Nominale, DN e in presenza di fluido pericoloso) sono sottoposte a verifica di funzionamento e a verifica di integrità con periodicità di cui all'*Allegato A (fluidi pericolosi) del DM 329/04*;

2) di categoria di rischio III (che dipende da PS, DN e in presenza di fluido non pericoloso) sono sottoposti a verifica di funzionamento e a verifica di integrità con periodicità di cui all'*Allegato B (fluidi non pericolosi) del DM 329/04*. Le tubazioni al di sotto della categoria I (tubazioni con meno rischi) devono essere realizzate in conformità all'art.3 c. 3 del D.Lgs. 93/2000 seguendo la regola dell'arte e sono escluse dal DM 329/04.

Mentre le vecchie tubazioni realizzate ante direttiva PED, hanno seguito norme e specifiche che non sempre hanno tenuto conto dell'effetto del sisma. Ai fini della valutazione dell'indice di vulnerabilità "Iv" nel presente lavoro vengono considerate le sole tubazioni soggette a denuncia di cui all'art. 16 del DM 329/04 "Requisiti dei recipienti per liquidi e tubazioni in esercizio alla data di entrata in vigore del DM 329/04 (12/02/2004) e non certificati PED" e che nel contempo rientrano nell'obbligo della riqualificazione periodica prevista dall'*Allegato A (fluidi pericolosi) e Allegato B (fluidi non pericolosi) del DM 329/04*. Per tali tubazioni si propone di far riscontrare al gestore se le stesse sono state costruite a suo tempo prevedendo l'effetto del sisma. Per le tubazioni esistenti al 12/02/2004 e realizzate ante la direttiva PED e che nel contempo sono escluse dalla denuncia di cui all'art. 16 DM 329/04, siccome il legislatore le ha considerate con meno rischio anche per il presente lavoro non vengono prese in considerazione. Alla luce delle considerazioni di cui sopra, tenendo conto del tipo di fluido trasportato (pericoloso e non pericoloso), dello stato del fluido, si propone di dare dei valori all'indice di vulnerabilità "Iv", cosi come riportati nella seguente tabella 6.

Gruppo Fluido	**Stato Fluido**	**Tubazioni realizzate secondo la direttiva PED**	**Tubazioni ante direttiva PED e sottoposte a denuncia art. 16 DM 329/04, realizzate tenendo conto del sisma**	**Tubazioni ante direttiva PED e sottoposte a denuncia art. 16 DM 329/04, non realizzate tenendo conto del sisma**
1 Pericoloso	Liquido	Iv = 1	Iv = 3	Iv = 4
	Gas, Vapori, liquidi surriscaldati	Iv = 1	Iv = 3	Iv = 4
2 Non Pericoloso	Liquido	Iv = 1	Iv = 2	Iv = 3
	Gas, Vapori, liquidi surriscaldati	Iv = 1	Iv = 2	Iv = 3

Tabella 4. Indice di vulnerabilità delle tubazioni

4.4 Valutazione dell'indice di vulnerabilità "Iv"

In riferimento a quanto su esposto per ciascuna apparecchiatura bersaglio si propone di dare un *range* di valore di indice di vulnerabilità "Iv" come da tabella 7, che tiene conto almeno delle seguenti peculiarità: **a)** della quantità di sostanze contenute, **b)** della tipologia di apparecchiatura, **c)** del rispetto o meno di norme e standard per la loro realizzazione in cui la sicurezza è realmente integrata nella progettazione, **d)** dello stato di manutenzione e verifica, **e)** se sono presenti fenomeni di invecchiamento di attrezzature e impianti (scorrimento viscoso, fatica, corrosione, erosione), **f)** se in passato si sono verificati incidenti o anomalie degni di nota. Inoltre quando si è in presenza di impianti industriali esistenti, il valore "Iv" deve tenere conto se all'atto della realizzazione degli stessi, il sito era già considerato sismico o meno. Inoltre poiché le "curve di probit "ad oggi non esistono per tutte le tipologie di apparecchiature (assenza di banche dati significative), in modo prudenziale si assegnano valori "Iv" tra 3 e 4. In tutte le peculiarità previste sopra (o se c'è ne sono altre a parere del gestore dell'impianto) dove si ipotizza un aggravio di rischio, si deve utilizzare il valore "Iv" più elevato del *range* della tabella 7. Inoltre è opportuno verificare se in prossimità di dette attrezzature bersaglio vi è la presenza di strutture sviluppate in altezza (camini, silos, ecc.) tali che per effetto di un sisma, in caso di caduta, possono provocare il collasso delle stesse.

Tipologie di apparecchiature bersaglio per sisma	**Iv**
Serbatoi pieni non ancorati (curva a)	4
Serbatoi al 50% di contenuto non ancorati (curva b)	3-4
Serbatoi pieni ancorati (curva c)	3-4
Serbatoi al 50 % ancorati (curva e)	2-3
Serbatoi in pressione (curva d)	2-3
Serbatoi elevati non poggianti a terra	3-4
Strutture snelle, colonne, ecc.	3-4
Tubazioni	v. tabella 6

Tabella 7. Relazione tra apparecchiature bersaglio per sisma e valore "Iv"

5. Indice di esposizione

L'esposizione tiene conto della potenziale perdita di vite umane, di danni ambientali, di danni economici, ecc. Per determinare l'esposizione nel caso di impianti RIR, si deve partire: a**)** dal tipo di sostanze pericolose presenti, **b)** dallo stato fisico delle stesse, **c)** dal tipo di lavorazione (processo, stoccaggio, ecc.), **d)** dal tipo di evento atteso (esplosione, rilascio tossico, incendio, dispersione di fumi tossici a seguito di incendio), **e)** dalla quantità di sostanze pericolose. Tutto ciò serve per determinare le cosiddette aree di rischio. In assenza di dati specifici di cui il gestore degli impianti è in possesso, si propone di utilizzare il "Metodo Speditivo per l'individuazione delle aree di rischio" di cui all'allegato 1 del DPCM del 25/2/2005 "Linee guida per la predisposizione del piano di emergenza esterna art. 20 c.4 D.Lgs. 334/99". E' un metodo utilizzato per la pianificazione dell'emergenza esterna con il quale si individuano le due zone a rischio, denominate di "sicuro impatto" e "di danno". Il calcolo della terza zona detta "di attenzione" non è previsto dal metodo speditivo. L'allegato 1 del DPCM prima citato, consiglia in assenza di valutazioni specifiche di assumere una misura per calcolare la terza zona di attenzione, una distanza pari ad almeno quella individuata per la seconda zona (zona di danno). Una volta individuate le diverse zone, si è in grado di stimare l'esposizione, tenendo conto di quanto si trova all'interno delle aree di rischio prima descritte. Si propone la seguente

tabella 8 che mette in relazione la tipologia di edifici e servizi che ricadono nelle diverse zone di rischio e l'indice di esposizione "Ie".

Tipologia di Edifici e Servizi	Indice del valore di Esposizione "Ie"
Edifici strategici (sale controllo, sedi di gestione di emergenza, pronto soccorso, rimesse antincendio, ecc.), presenti nella Zona Sicuro Impatto (ZSI)	4
Edifici strategici (sale controllo, sedi di gestione di emergenza, pronto soccorso, rimesse antincendio, ecc.), presenti nella Zona di Danno (ZD)	3
Servizi ausiliari strategici per il contenimento delle conseguenze (riserve idriche, sistemi di energia elettrica di emergenza, stazioni di pompaggio, ecc.), Zona Sicuro impatto e di danno	2 (ZD) -3 (ZSI)
Edifici presenti nella Zona di attenzione	1

Tabella 8. Relazione tra la presenza di Edifici e Servizi e l'indice di esposizione "Ie"

6. Indice di rischio sismico, accettabilità del rischio, priorità di intervento delle azioni correttive, livello di approfondimento

Alla luce dei paragrafi 3, 4 e 5 precedenti, si è in grado di ottenere i valori per gli indici "Ip", "Iv" e "Ie". In funzione di ciò con la relazione (2) del paragrafo 2 precedente, si è in condizioni di ottenere un determinato valore per l'Indice del rischio natech da sisma *"Ir"*, che varia da unità bersaglio a unità bersaglio all'interno dello stesso sito industriale. Con la presente metodologia semplificata (metodo ad indice) si è in grado di riscontrare il punto C.4.1 del D.Lgs. 105/2015 per l'individuazione delle unità critiche dello stabilimento, finalizzata all'individuazione da parte del gestore dei livelli di approfondimento e delle metodologie da applicare. Nella seguente tabella 9 si propone in relazione all'entità del rischio natech da sisma "Ir" per le varie apparecchiature bersaglio una diversa graduazione di accettabilità del rischio con la relativa priorità di intervento e con il relativo livello di approfondimento che il gestore dovrà affrontare successivamente al fine di monitorare il livello rischio Ir-Natech nel tempo.

Ir	Accettabilità del rischio	Priorità di intervento delle azioni correttive. Livello Approfondimento
Ir ≥36	Non tollerabile	Azioni Correttive indilazionabili di prevenzione e di mitigazione Livello Approfondimento **Alto**
12 ≤ Ir < 36	Migliorabile	Azioni correttive nel breve/medio periodo da programmare di prevenzione e mitigazione Livello di Approfondimento **Medio**
Ir < 12	Tollerabile	Azioni correttive da inserire in un ciclo di miglioramento continuo Livello di Approfondimento **Basso**

Tabella 9. Relazione tra Ir-natech, accettabilità e tipologie di priorità di intervento

7. Effetto Domino

Il metodo ad indice oggetto del presente lavoro può essere preso in considerazione dai gestori per affrontare la problematica dell'eventuale possibilità di effetto domino per incidenti derivanti da cause naturali come il sisma. In merito al possibile verificarsi dell'effetto domino si puntualizza che tale aspetto è regolato dall'art. 19 e dall'Allegato E del D.Lgs. 105/15. Per effetto domino si intende la "*sequenza di incidenti rilevanti, anche di natura diversa tra loro, casualmente concatenati che coinvolgono, a causa del superamento del valore di soglia di danno, impianti appartenenti a diversi stabilimenti (effetto domino di tipo esterno, ossia inter-stabilimento) producendo effetti diretti o indiretti, immediati o differiti".* Mentre per *"gruppo domino si intende due o più stabilimenti dove si possono verificare effetti domino"*.

Si evidenzia che l'art. 19 si applica sia agli stabilimenti di soglia superiore che agli stabilimenti di soglia inferiore per i quali la probabilità o la possibilità o le conseguenze di un incidente rilevante possono essere maggiori a causa della posizione geografica, della vicinanza degli stabilimenti stessi e dell'inventario delle sostanze pericolose presenti in essi. In questo caso il CTR (in accordo con la Regione e l'AC) né da comunicazione ai gestori degli impianti RIR (art. 19 c.1). I gestori ai sensi dell'art. 19 c.3, trasmettono entro 4 mesi (dalla comunicazione del CTR) al Prefetto le informazioni necessarie per gli adempimenti di cui all'art. 21 del D.Lgs. 105/15 (Piano di emergenza esterna).

L'Amministrazione Competente (AC) che è il soggetto designato da ogni Regione, individua i Gruppi domino preliminari (Gdp), ossia raggruppamenti di 2 o più stabilimenti in cui è ipotizzabile il verificarsi dell'effetto domino sulla base dei riferimenti tecnici e delle informazioni ricevuti dai gestori. Ai fini della valutazione dell'effetto domino è necessario che ogni gestore di uno stabilimento in un Gdp, tra le altre cose : *"individua gli obiettivi più significativi (bersagli, quali serbatoi, grosse apparecchiature o condotte contenenti sostanze tossiche o molto tossiche, gas infiammabili liquefatti, liquidi facilmente infiammabili, stoccaggi di comburenti ed esplosivi, etc.) attraverso la loro gerarchizzazione che può essere basata sull'estensione dell'area del possibile incidente indotto da effetto domino, tale area è dipendente dal rischio intrinseco dell'apparecchiatura, dal rischio legato al posizionamento (configurazione impiantistica) e dal tipo di scenario".*

In riferimento a ciò lo stesso D.Lgs. 105/15 definisce "Area RIR" l'area in cui sono presenti uno o più gruppi domino individuata ai sensi della parte 2 dell'Allegato E del decreto prima citato. L'elaborato contenente l'analisi integrata dei rischi di incidenti rilevanti dell'Area RIR viene denominato Studio di Sicurezza Integrato di Area (SSIA).

In riferimento a detto "SSIA" tra gli elementi che debbono essere considerate, vi è *"l'analisi degli scenari incidentali in caso di evento naturale d'area (rischi NATECH)".*

Alla luce di quanto esposto sopra si comprende dell'utilità del metodo ad indice proposto nella presente memoria.

8. Emergenza e compatibilità territoriale

Poiché (come abbiamo visto nei paragrafi precedenti) i rischi naturali, ed in particolare il rischio sisma, possono modificare in modo significativo gli scenari incidentali e il conseguente aumento dimensionale delle aree di danno negli impianti RIR, è necessario tenerne conto anche nell'ambito della pianificazione di emergenza e della compatibilità territoriale.

In riferimento a ciò, si vuole puntualizzare il fatto che il metodo ad indice proposto nel presente lavoro tiene conto ed ingloba i contenuti del DPCM 25 febbraio 2005 “Linee guida per la predisposizione del piano di emergenza esterna art. 20 c.4 D.Lgs. 334/99 (v. precedente paragrafo 5), di conseguenza i risultati di tale lavoro possono essere utilizzati anche nell’ambito della pianificazione di emergenza.

Si evidenzia che i Piani di Emergenza Interna (PEI) sono regolati dal D.Lgs. 105/15 in primis per gli stabilimenti di soglia superiore (c. 1,2,3,4 e 5 art. 20). Mentre per gli stabilimenti di soglia inferiore (c. 6 art. 20) anche se esplicitamente non si parla di PEI, le eventuali emergenze devono essere gestite secondo le procedure e la pianificazione del Gestore nell’ambito del SGS-PIR (Sistemi di Gestione, art. 14 c.5 e Allegato 3).

I Piani di Emergenza Esterna (PEE) sono regolati dall’art. 21 del D.Lgs. 105/15: a) per gli stabilimenti di soglia superiore il PEE è predisposto dal Prefetto sulla scorta delle informazioni fornite dal gestore ai sensi degli artt. 19 c.3 e 20 c.4; b) per gli stabilimenti di soglia inferiore il PEE è predisposto dal prefetto sulla scorta delle informazioni fornite dal gestore ai sensi dell’art. 13 (Notifica) e art. 19 c.3 (Effetto Domino).

Per quanto riguarda la compatibilità territoriale, occorre evidenziare che il DM LL PP 9/5/2001 ancora oggi in vigore (v. paragrafo1) tra i diversi aspetti da prendere in considerazione puntualizza che gli strumenti urbanistici debbono comprendere un Elaborato tecnico RIR. Tale elaborato ha lo scopo di fornire una maggiore leggibilità e una più chiara definizione dei problemi, delle valutazioni, delle prescrizioni cartografiche, per la regolamentazione delle aree di rischio; esso fa parte integrante e sostanziale dello strumento urbanistico e deve contenere almeno: 1) informazioni fornite dal gestore, 2) individuazione su base cartografica tecnica e catastale aggiornata degli elementi territoriali e ambientali vulnerabili, 3) inviluppo geometrico delle aree di danno per ciascuna categoria di effetti e, per i casi previsti, per ciascuna classe di probabilità, 4) individuazione e disciplina delle aree sottoposte a specifica regolamentazione, 5) le eventuali ulteriori misure che possono essere adottate sul territorio (creazione di infrastrutture e opere di protezione, pianificazione della viabilità, elementi di correlazione con gli strumenti di pianificazione dell’emergenza e di protezione civile, ecc.).

Anche qui, in considerazione di quanto espresso sopra la gestione dell’emergenze e della compatibilità territoriale non può essere fatta senza tenere in considerazione il rischio natech da sisma per gli impianti RIR.

9. Conclusioni

L’esplicita considerazione dell’impatto dei rischi naturali (in particolare il rischio sismico) sulla gestione degli impianti RIR è una delle principali novità introdotte dal D.Lgs. 105/15 in attuazione della direttiva 2012/18/UE. Ciò deriva dalla sempre crescente consapevolezza maturata, soprattutto a livello internazionale, che tali tipologie di rischi sono rischi oramai emergenti e pertanto debbono essere valutati e sottoposti a monitoraggio durante l’intera vita degli impianti RIR. Il metodo proposto in tale lavoro può essere utilizzato dai gestori di stabilimenti RIR per affrontare l’analisi preliminare idonea ad individuare le unità critiche a seguito di eventi sismici che possono innescare un incidente rilevante alla luce del D.Lgs. 105/2015. Tale utilizzo oltre che in fase di stesura dei rapporti di sicurezza può essere utile anche nella fase di studio degli eventuali effetti domino, nello studio di sicurezza integrato d’area (SSIA), nell’ambito della pianificazione d’emergenza e nella programmazione e pianificazione del territorio.

10. Bibliografia

[1] Decreto Legislativo 26/6/2015, n 105 “Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose”, GU n 161 del 14/07/15, SO n 38L

[2] DM 14/1/2008 “Approvazione delle nuove norme tecniche per le costruzioni” GU n 29 del 4/2/2008, SO n 30

[3] Circolare Ministero Infrastrutture 2/2/2009 n 617 “Istruzioni per l’applicazione delle NTC di cui al DM 14/1/2008” GU n 47 del 26/2/2009, SO n 27

[4] Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 25/02/2005 “Linee Guida per la predisposizione del piano d’emergenza esterna di cui all’art. 20 c. 4 del D.Lgs. 334/99”, SO alla GU n 62 del 16 marzo 2005

[5] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000 n 93 “Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di Attrezzature a Pressione” GU n 91 del 18/04/2000, SO N 62/L

[6] Decreto Legislativo 15 febbraio 2016 n 26 “Attuazione della direttiva 2014/68/UE in materia di Attrezzature a Pressione” GU n 53 del 04/03/2016

[7] Decreto Ministero Attività Produttive 1/12/2004 n 329 “Regolamento recante norme per la messa in servizio e utilizzazione delle attrezzature a pressione art. 19 del D.Lgs. 93/2000”

[8] UNI ISO 31000: 2010 “Gestione del Rischio, Principi e Linee Guida”

[9] Agenzia Nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo sostenibile – ENEA (2013), Atti su Giornata di studio “Sicurezza Sismica degli impianti a rischio di incidente rilevante”

[10] DM LL PP 9 maggio 2001 (GU n 138 del 16/5/2001) “Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti RIR”

Le aziende a rischio rilevante e gli eventi naturali "NATECH"

R. Mercurio*, A. Mercurio**, A. Colaprico*, R. Lionetti*, G. Paglione*, G. Vitale*, A. Turi*

*Inail - UOT di Bari
**O.N. METIDE

Sommario

La peculiarità delle incognite poste dall'interazione tra catastrofi naturali e Aziende a Rischio di Incidente Rilevante conduce alla necessità di elaborare specifiche valutazioni e la gestione del rischio ***NaTech (****Natural-Technological Event****)***. La memoria si pone, quale obiettivo, la formulazione di un approccio ingegneristico metodologico, su scala nazionale, che consente di formare un indice rappresentativo della pericolosità dell'industria RIR in esame.
Il lavoro si alloca nella Sessione Tematica *"Impianti a rischio di incidente rilavante"* e coinvolge l'evoluzione tecnologica e normativa nella valutazione del rischio da fattori esterni. Questi fattori pongono, nelle aree soggette a catastrofi naturali, un rischio addizionale, di rilevante entità, poiché il danno, prodotto degli effetti dell'evento naturale, concorre a potenziare l'esposizione della popolazione a conseguenze dannose per la salute o per la vita.

1. Riferimenti legislativi

1.1 La nuova Direttiva Comunitaria

La nuova Direttiva Comunitaria per gli stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante, la Direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012 sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, la cosiddetta «Seveso III», è entrata in vigore il 13 agosto 2012, richiedendo agli Stati membri dell'Unione Europea, inclusa l'Italia, di attivare le necessarie procedure ed emanare gli atti legislativi ed amministrativi per renderla operativa a partire dal 1° giugno 2015. L'Italia, in attuazione della suddetta Direttiva, ha dunque emanato il decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105.

1.2 Cause naturali di incidenti rilevanti

Il D.Lgs. 105/2015 indica all'allegato II i dati e le informazioni minime che devono essere rappresentati nel RdS di cui all'art. 15. Tra questi è richiesta l'identificazione e l'analisi dei Rischi di Incidenti Rilevanti prodotti da cause esterne all'industria RIR quali le cause naturali.
Pertanto per ogni industria RIR si deve richiedere:

- cronologia degli eventi meteo marini, geofisici, e dissesti idrogeologici: quindi i dati storici sulla frequenza di eventi naturali e le conseguenze;
- sequenze incidentali in termini di probabilità di innesco per cause naturali quali terremoti ed inondazioni;
- criteri progettuali adottati secondo la legislazione vigente e norma di buona tecnica;
- gli effetti di eventi naturali con la potenzialità di rilascio dell'energia potenziale presente.

2. Gli eventi *NaTech*

2.1 Tornado in Italia

In Italia possono originarsi dei tornado, con intensità del fenomeno vorticoso solitamente medio bassa, fra i gradi EF1 - EF2 della scala *Enhanced Fujita*. Il fenomeno in genere si sviluppa dopo periodi caldi e umidi, quando centri di aria fredda e secca provenienti dal Nord Europa varcano sopra masse di aria calda e umida.
Le zone più interessate al fenomeno sono la pianura Padana, le aree pedemontane delle Alpi, il Ponente Ligure, il Friuli, la Versilia, le coste del Lazio e la Sicilia orientale.
Le frequenze maggiori, corrispondenti con quelle dei temporali, si rilevano in agosto in Italia settentrionale e a settembre-ottobre sulle coste tirreniche.



I tornado generati nelle pianure interne, in particolare nella Pianura Padano-Veneta, a volte raggiungono forti intensità dovute alla simultanea irruzione di area fredda e secca dalle Alpi e al richiamo di aria caldo-umida dal Golfo di Venezia.
Il violentissimo tornado di mercoledì 08 luglio 2015 ha devastato la provincia di Venezia, classificato con la *Scala Enhanced Fujita* come EF4 sulla base degli ingentissimi danni provocati, annovera l'Italia paese interessato al fenomeno: infatti il nostro paese, a livello europeo, è uno di quelli con la maggior frequenza di tornado, alcuni dei quali anche potenti, soprattutto in Pianura Padana.
Se si consultano i dati degli ultimi anni, in particolare tra il 2005 e il 2014 (*European Severe Weather Database),* processati da *Bogdan Antonescu dell'University of Manchester*, si può notare come la maggior frequenza annuale di tornado in Italia appartenga al Nord Est, con le zone pianeggianti di Veneto e Friuli: il tornado di Mira e Dolo è fuori da questa statistica, ma va a confermare questa tendenza, con la zona di Venezia una delle più soggette a questo tipo di fenomeni. Alta incidenza di tornado anche per Liguria e Lazio, mentre tutte le coste, specialmente tirreniche sono state interessate da trombe marine.
Il primato spetta al tornado che si è abbattuto sulla provincia di Treviso il 24 Luglio del 1930. Il tornado, per alcuni classificato *Scala Fujita* un F-4 F-5, danneggiò il paese e la chiesa del comune di Volpago del Montello proseguendo poi per il trevigiano, dove cagionò la morte di almeno 23 persone. L'11 Settembre 1970 un grosso tornado, sviluppato a ridosso dei colli Eugani, attraverso tutto il Veneto orientale, spostandosi verso il padovano e la laguna di Venezia, interessando la città prima di esaurirsi nel litorale del Cavallino lasciandosi alle spalle ben 36 vittime, un bilancio davvero pesantissimo. Secondo la stima dei danni si è calcolato che il tornado raggiunse una intensità pari a un F-4, evento rarissimo per il nostro paese.

2.2 La Scala Fujita (F) e la scala avanzata (EF-Scale)

La *Scala Fujita* da F0 a F5 è una valutazione induttiva dell'intensità di un tornado in funzione dei danni inflitti alle strutture costruite dall'uomo. L'origine della scala di misurazione è insolita: l'esplosione atomica di Hiroshima ebbe tra i suoi effetti anche lo sviluppo di numerosi tornado. L'allora giovane ricercatore ***Tetsuya Theodore Fujita*** giunse sul luogo valutando il fenomeno. I suoi studi produssero nel 1971 l'ideazione e la pubblicazione della scala di misura in collaborazione con Allan Pearson, responsabile del Centro di Previsione Meteorologica di Kansas City, in Missouri. L'affidabilità della scala è affidata alla velocità del vento, determinata mediante l'utilizzo di un radar ad effetto Doppler ad alta risoluzione, conosciuto come NEXRAD. I tornado con un'intensità superiore a F5 sono di solito registrati comunque come F5. Data l'impossibilità per il vento, in prossimità della superficie terrestre, di oltrepassare il limite superiore del grado F5 (512 Km/h) l'utilizzo della *Scala Fujita* si limita esclusivamente ai primi sei livelli (F0-F5). Ad esempio ad un ipotetico tornado di classe F12, corrisponderebbe una velocità del vento di Mach 1, ossia la velocità del suono, pari a circa 1235 km/h.

La *Scala Enhanced Fujita*

Nel corso degli anni la F.Scale ha rivelato carenze maggiormente legate alla assenza di riconoscimento per la qualità di costruzione.
La *Scala Fujita*, è stata nel 2006 rivista dal *National Weather Service* associando la velocità del vento con il danno della tempesta in ordine ai gradi di danno variabili secondo le tipologie di costruzione. La nuova *Scala Enhanced Fujita* (EF-Scale da 0 a 5) ha attualmente 28 indicatori di danno (D.I. *Damage indicators*), ognuno con un numero variabile di gradi di danno (D.O.D. *Degree Of Damage*). Per ogni indicatore è fornita la relazione tra velocità del vento (ossia livello di intensità del tornado) e grado di danno.
Il confronto tra la precedente scala e quella avanzata, pone un tornado F5 come velocità del vento 261-318 mph (420-512 km/h), mentre la nuova elenca una EF5 come un tornado con venti superiori a 200 mph (322 km/h), sufficiente a causare il danno in precedenza attribuito alla gamma F5 della velocità del vento.

2.3 Indice SWEAT

Tra gli indici di stabilità atmosferica utilizzati per la previsione di eventi temporaleschi che potrebbero portare alla formazione di tornado, l'indice SWEAT3 (*Severe Weather Threat*), approfondito negli Stati Uniti dopo aver analizzato un consistente numero di tornado, sfoggia un'ottima capacità nell'individuare situazioni disponibili allo sviluppo del fenomeno.
I dati di input per il calcolo dell'indice sono ricavabili dal messaggio TEMP del radiosondaggio ed i valori di output sono riportate in 5 categorie così rappresentate:

	INDICE SWEAT	**RISCHIO TORNADO**
A	<270	SFAVOREVOLE
B	270 - 300	DEBOLE
C	301 - 400	MODERATO
D	401 - 600	FORTE
E	601 - 800	ALTO

Tabella 1

In Italia la maggior frequenza degli eventi è compresa tra i 100 e i 300. La predisposizione dell'atmosfera all'innesco di fenomeni temporaleschi potenzialmente in grado di generare

tornado, richiede per il reale incremento la presenza di influenze necessarie, quali la spinta iniziale per forte riscaldamento dal basso, frontale, o orografica.

2.4 European Severe Weather Database

L'European Severe Weather Database (www.eswd.eu) è una banca dati che raccoglie, per tipologie, gli eventi meteorologici occorsi in tutta Europa ed individua gli eventi di tornado che hanno interessato l'Italia dal 1980 al 2013, alcuni dei quali classificati con la scala *Fujita*. La sua consultazione è essenziale per conoscere la caratterizzazione di un territorio. Sulla base delle informazioni disponibili in banca dati si può osservare l'intensità massima raggiunta.

2.5 Riferimenti normativi tecnici

2.5.1 NTC 2008

La normativa italiana, nel caso di eventi meteo quali i tornado, non riporta specifiche sui criteri da adottare nella progettazione di strutture civili ed industriali. Le norme vigenti per le costruzioni sono quelle contenute nelle NTC 2008 che, al paragrafo 3.3, affrontano la tematica delle azioni del vento sulle costruzioni.

2.5.2 CNR 2008

Il Consiglio Nazionale delle Ricerche con il Documento *CNR-DT 207/2008* ha redatto una linea guida di *"Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulle costruzioni*".
Le istruzioni, circoscrivono le azioni del vento per tipologie di opere caratterizzate da altezze elevate, snellezza, flessibilità e leggerezza, abbinate a forme peculiari, opere per le quali l'azione aerodinamica del vento assume particolare importanza; i suoi effetti devono essere valutati ai fini del conseguimento del livello di sicurezza desiderato. Tra i venti associati a particolari condizioni atmosferiche sono descritti i tornado, definiti come l'evento naturale singolarmente più distruttivo; in alcuni paesi del mondo danno luogo a velocità persino superiori a 300 km/h, con punte stimate di 700 km/h.

2.6 Stima della frequenza attesa di tornado in uno stabilimento industriale

Ponendo la condizione che in uno stabilimento l'estensione delle aree interessate dal tornado delimitano una fascia per 1000 metri ed una lunghezza variabile in funzione dell'intensità dell'evento, ipotizzata in 1000 metri, è possibile stimare la superficie potenzialmente interessata **(S),** ed in base ai dati dalle frequenza **(Fb)** è possibile valutare il rischio correlato all'evento, approfondendo le valutazioni sulle possibili conseguenze, in funzione del processo attuato secondo le categorie (H-P-E-O), e delle quantità delle sostanze pericolose e/o in deposito.

La frequenza, può essere definita come il rapporto tra il numero di eventi considerati **(e)** in un periodo di esame (t = 30 anni), e la superficie di riferimento di cui si posseggono i dati (S = 15.000 kmq.) avremo pertanto

$$(e/t)/S =$$
$$(80/30)/15.000 =$$
$$1{,}77 \times 10^{-4} \text{ Eventi /anno per Kmq}$$
$$\text{pari a } 1{,}77 \times 10^{-4} \text{ eventi nella fascia considerata}$$

Infine rilevando il massimo grado raggiunto dagli eventi in 30 anni, ad esempio EF3, in grado di causare danni gravi, si stima, in questo caso i cui valori presi a riferimento sono

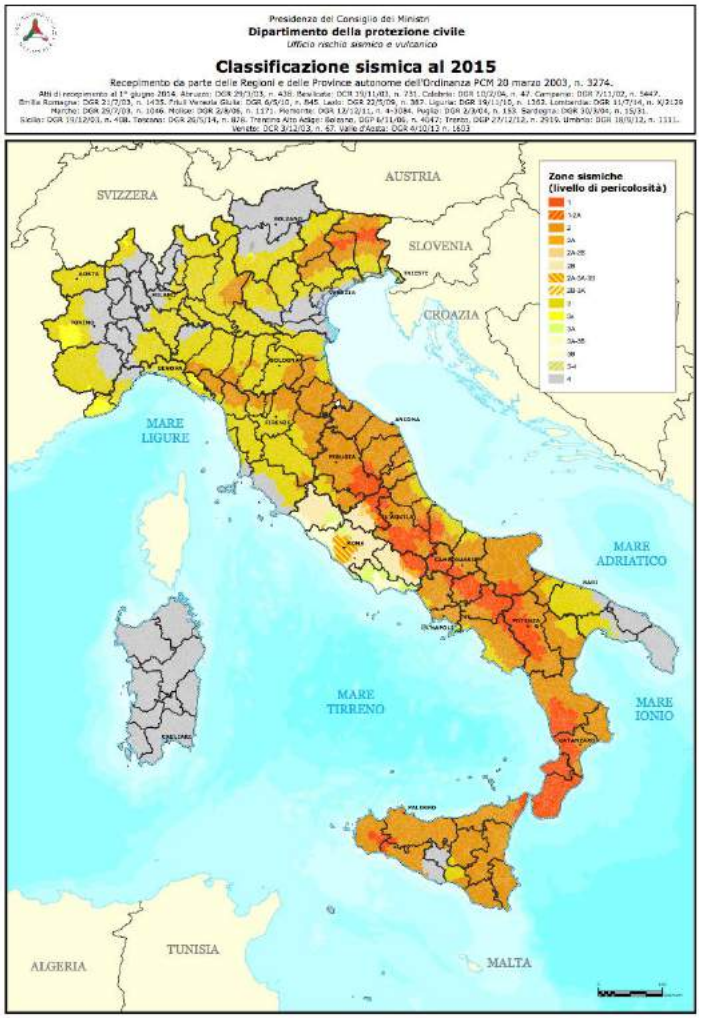
ipotetici, molto remota l'eventualità che possa accadere nell'ipotetico stabilimento industriale in esame.

2.7 Tsunami e meteotsunami in Europa e in Italia

A differenza delle tradizionali onde marine, prodotte dal vento e dalle correnti, il maremoto agisce quale intensa perturbazione sottomarina che coinvolge l'intera colonna d'acqua, dal fondale fino alla superficie. Le onde create da simili forze improvvise possono presentare lunghezze d'onda che raggiungono anche i 240 km. In acque profonde in genere sono alte solo 30-60 centimetri e caratterizzate da altissima velocità di propagazione.
Quando lo Tsunami si avvicina alla costa rallenta repentinamente la sua elevata velocità di espansione a causa dell'attrito con il fondale. Mentre ciò accade l'energia contenuta (per il principio di conservazione dell'energia) in seno a tale perturbazione tenderà a far crescere a dismisura l'altezza dell'onda, favorendo così la formazione di un vero e proprio muro d'acqua; in assenza di importanti fenomeni di rifrazione, l'onda insorge come una grande alta marea, invadendo la terra ferma.
Sulle coste italiane, negli ultimi mille anni sono state documentate varie decine di maremoti, solo alcuni dei quali distruttivi. Il catalogo dei maremoti italiani mostra che le aree costiere più colpite sono quelle della **Sicilia orientale, della Calabria, della Puglia e dell'arcipelago delle Eolie.** Maremoti di modesta entità si sono verificati anche lungo le coste liguri, tirreniche e adriatiche. Il più disastroso è stato quello del 28 dicembre 1908. A seguito del terremoto nello **Stretto di Messina,** le coste della Sicilia orientale e della Calabria furono devastate da onde distruttive che provocarono centinaia di vittime. Il massimo *runup* (massima quota raggiunta dall'acqua rispetto al livello del mare) misurato sulla costa calabrese è stato di 13 metri. Degni di nota sono anche i maremoti del 1627 in Puglia, del 1783 nella Calabria meridionale e del 1694 in Sicilia orientale. Il primo maremoto di questo secolo è accaduto a Stromboli nelle Isole Eolie, il 30 dicembre 2002 ed ha causato gravi danni alle strutture balneari e alle abitazioni lungo le coste dell'isola.
Un team di ricercatori europei ha realizzato negli scorsi anni una mappa del rischio tsunami in tutta Europa, utilizzando testimonianze storiche prese da libri e cronache antiche. Da questa mappa emerge che: ad essere maggiormente esposte sono le coste della Grecia e quelle dell'Italia.
Riassumendo i litorali interessati da tsunami in Italia sono stati: la costa Calabro Messinese, la costa Garganica, il Golfo di Napoli, la costa Adriatica Emiliano-Romagnola, il Golfo di Genova e le Isole Eolie.
Attualmente non esiste una rete di allerta maremoto nel Mediterraneo e nemmeno lungo le coste Europee dell'Atlantico o del Mar Nero, anche se fonti storiche testimoniano che gli tsunami hanno attaccato tutte queste coste. Gli stati nella zona Mediterranea dell'Europa hanno riconosciuto che tale mancanza non è sostenibile e si prevede di installare un sistema d'allarme nei prossimi anni.
Si è costituito un gruppo di intergovernativo presso l'IOC-UNESCO denominato ICG/NEAMTWS (*Intergovernmental Coordination Group for the establishment of the North East Atlantic, the Mediterranean and connected seas Tsunami Warning System*) che per i primi due anni opererà sotto la presidenza italiana, avvalendosi della collaborazione del Gruppo di Ricerca Maremoti Dipartimento di Fisica - Università di Bologna.
A differenza delle reti del Pacifico e dell'Oceano Indiano, nel Mediterraneo la maggior parte delle zone sorgente si trovano molto vicino alla costa ed il problema principale è quello di poter allarmare le autorità entro i primi 10 minuti.
Le esperienze pregresse definiscono che per lo sviluppo di un meteotsunami sono necessari:

a) un bacino di dimensioni limitate (porto, golfo, baia) ed in cui la lunghezza superi ampiamente la larghezza;
b) repentine e sostanziose fluttuazioni della pressione atmosferica dovute ad una perturbazione, ad un fronte o ad un cambiamento nella direzione del vento;
c) la trasmissione di energia per risonanza dall'atmosfera al mare e da questo alla costa;
d) la direzione della perturbazione all'incirca coincidente con la direzione di massimo sviluppo del porto (più le due direzioni coincidono e maggiori risultano gli effetti).

2.8 Il terremoto in Italia



Un terremoto si verifica quando gli stati tensionali superano la resistenza degli strati rocciosi e si ha un improvviso scorrimento delle superfici a contatto con conseguente rilascio dell'energia accumulata che si propaga nel suolo sotto forma di onde elastiche, causando movimenti di tipo ondulatorio e sussultorio del suolo stesso. I parametri di riferimento sono:

a) Velocità di Picco al suolo (PGV)
b) Accelerazione di Picco al suolo (PGA)

La misura dell'intensità del Sisma si determina con la Scala Mercalli/Scala Richter

2.9 La pericolosità sismica

La pericolosità sismica in Italia, e le zone considerate come esposte alla **pericolosità sismica** sono state correttamente classificate soltanto recentemente come palesato dalla evoluzione delle aree a classificazione sismica degli anni sessanta, nel 2001 e quella attuale 2015.

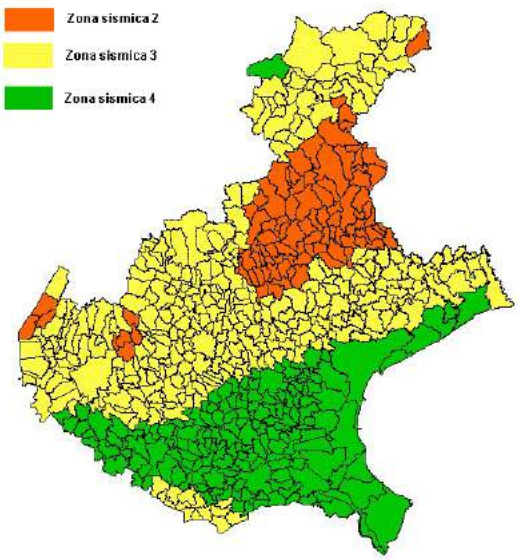
E' facile ipotizzare come molti dei siti RIR ed impianti presenti sul territorio, siano quindi stati progettati secondo codici sismici probabilmente obsoleti o addirittura senza alcuna considerazione per i carichi orizzontali che non siano quelli da vento.

Una ricerca di Legambiente rileva che molti impianti a rischio **sono situati in aree ad alta urbanizzazione per fallite politiche precedenti di sviluppo industriale e per l'estensione, non pianificata, delle zone residenziali.**

In conseguenza del rischio sismico non sono escludibili i fenomeni che provocano inquinamenti di falde acquifere, poiché in tutti i depositi di sostanze tossiche, nocive o infiammabili, sono installati bacini di contenimento o altri sistemi di prevenzione e protezione che non permettono un esteso spargimento sul suolo, ma che diventano deboli contenitori in caso di evento sismico.

2.9 Stabilimenti Seveso a rischio sismico in Veneto

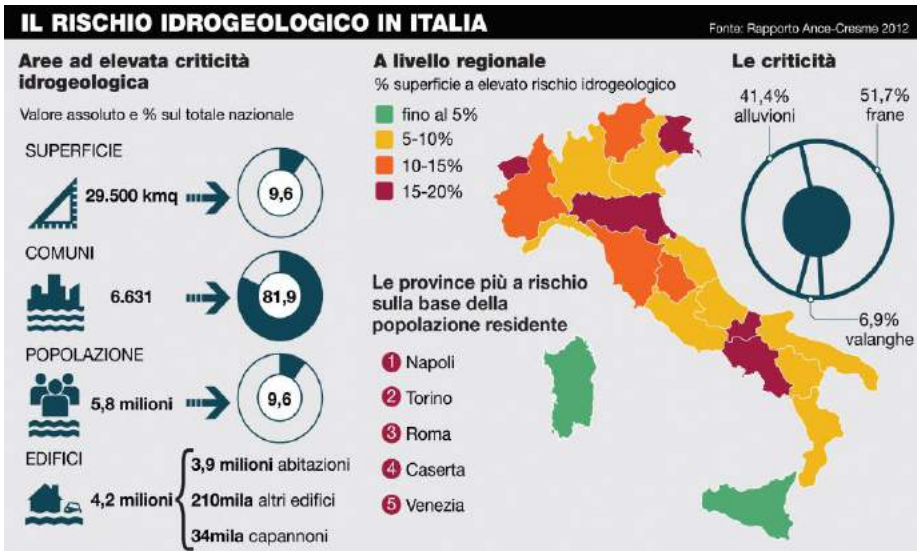
Se si confronta poi la localizzazione degli impianti soggetti alla Direttiva Seveso III con la nuova classificazione sismica del territorio italiano, si ricavano alcuni dati interessanti, che fanno riflettere sulla rilevanza del problema.



Uno di questi è la regione Veneto. Da un'indagine censitaria degli stabilimenti "Seveso" presenti sul territorio Veneto è emerso, infatti, che le attività a rischio di incidente rilevante soggette all'articolo 6 del decreto legislativo n. 334/1999 *("attività a soglia bassa*) sono 52 e le attività soggette all'articolo 8 *("attività a soglia alta")* sono 60 *(Dati ARPAV – Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, aggiornati a dicembre 2012).* Di queste, circa la metà sono ubicate nelle prime tre zone sismiche *(zona sismica 2 – colore arancio).* Il territorio posto a sud *(zona sismica 4 colore verde),* al riparo dal rischio sismico, in realtà è una pianura alluvionale (!). Considerato che, per effetto della direttiva Seveso, il rischio potenziale è direttamente legato alla tipologia e alla quantità di sostanze pericolose detenute dall'azienda – e non al tipo di lavorazioni o attività svolte dall'azienda stessa, la rilevanza del problema nella regione Veneto appare ancor più significativa.

Dai dati *(ARPAV, livello di rischio di incidente rilevante in base a quantità e tipo di sostanze pericolose detenute dalle aziende RIR del Veneto, aggregato a livello comunale; aggiornamento novembre 2013),* emerge come il comune di Venezia, sede del polo chimico di Porto Marghera, sia di gran lunga il comune Veneto con il livello di rischio "aggregato" più elevato, per tutte e tre le categorie di sostanze pericolose *(1. infiammabili, esplosive e comburenti che possono dare origine ad incendi ed esplosioni; 2. tossiche e molto tossiche, che possono avere effetti chimici dannosi per l'uomo; 3. pericolose per l'ambiente).*

2.10 Alluvioni e frane – rischio idrogeologico in Italia



Un aspetto essenziale per la definizione dello stato ambientale di un territorio è costituito dalla valutazione del rischio per frane (rischio geomorfologico) e allagamenti (rischio idraulico), Il Rischio Idrogeologico (R) è definito come danno atteso in seguito al verificarsi di un particolare evento

calamitoso, in un intervallo di tempo definito, in una data area.

Il DPCM 29/09/98 classifica quattro classi di rischio:

1) R1 moderato: per il quale i danni sociali, economici e al patrimonio ambientale sono marginali;
2) R2 medio: danni minori agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale che non pregiudicano l'incolumità del personale, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche;
3) R3 elevato: per il quale sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici e alle infrastrutture, con conseguente inagibilità degli stessi, l'interruzione di funzionalità delle attività socioeconomiche e danni rilevanti al patrimonio ambientale;
4) R4 molto elevato: per il quale sono possibili la perdita di vite umane e lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale e la distruzione di attività socioeconomiche.

Come sempre nella valutazione, il rischio *NaTech* è correlato a: Pericolosità (P), Vulnerabilità (V), Valore Esposto (E).

3. Metodologia della pericolosità delle industria RIR

3.1 Vulnerabilità territoriale

Premesso che la pericolosità ed il valore esposto sono normalmente identificabili, preferisco analizzare la **vulnerabilità territoriale** deriva dall'identificazione degli elementi territoriali ed ambientali vulnerabili in una area di osservazione coerente con l'assetto urbanistico presente. Questa summa è il risultato della integrazione delle informazioni fornite dal gestore RIR ed i dati reperiti in sede della analisi preventiva del territorio effettuata per la predisposizione di uno strumento urbanistico.
Occorre inoltre tenere conto delle infrastrutture di trasporto e tecnologiche lineari e puntuali. Qualora tali infrastrutture rientrino nelle aree di danno individuate, dovranno essere predisposti idonei interventi, da stabilire puntualmente, sia di protezione che gestionali, atti a ridurre l'entità delle conseguenze quali il coordinamento, la gestione degli spostamenti e del traffico, la presenza di beni culturali
Con particolare riferimento al pericolo per l'ambiente che può essere causato dal rilascio incidentale di sostanze pericolose, si considerano gli elementi ambientali secondo la seguente suddivisione tematica delle diverse matrici ambientali vulnerabili, potenzialmente interessate dal rilascio incidentale di sostanze pericolose per l'ambiente:

- Beni paesaggistici e ambientali (decreto legislativo 29 ottobre 1999, n. 490);
- Aree naturali protette (es. parchi e altre aree definite in base a disposizioni normative);
- Risorse idriche superficiali (es. acquifero superficiale; idrografia primaria e secondaria; corpi d'acqua estesi in relazione al tempo di ricambio ed al volume del bacino);
- Risorse idriche profonde (es. pozzi di captazione ad uso potabile o irriguo, acquifero profondo non protetto o protetto; zona di ricarica della falda acquifera);
- Uso del suolo (es. aree coltivate di pregio, aree boscate).

4. Il Rischio Natech

Il rischio associato ad un evento incidentale derivante da "cause naturali" (*NaTec*h), in una industria RIR deve tenere conto:

- (**Probabilità p**) associata al verificarsi dell'evento naturale di determinata intensità;

- (**Vulnerabilità V**) propensione delle apparecchiature/tubazioni a subire danneggiamenti;
- (**Esposizione E**) estensione dei danni con particolare riferimento al numero di persone, beni, infrastrutture, servizi potenzialmente coinvolti dagli effetti degli eventi incidentali

Rischio NaTech = f (p x V x E)

Nell'analisi preliminare in base all'**Esposizione (E)** di edifici strategici si considerano le strutture presenti nella realtà industriale, il cui eventuale danneggiamento in caso di evento naturale, potrebbe comportare un pericolo immediato. Più specificatamente:

- le strutture imponenti, quali per esempio le ciminiere, il cui collasso potrebbe determinare il cedimento di apparecchiature circostanti definite critiche;
- le strutture e gli edifici la cui funzionalità durante un evento sismico assume rilievo fondamentale ai fini degli interventi di emergenza quali le centrali antincendio, le sale controllo, gli edifici sede di unità di gestione dell'emergenza
- i servizi ausiliari strategici per il contenimento delle conseguenze quali riserva idrica, stazione di pompaggio;
- la possibile dispersione ambientale in funzione delle condizioni climatiche, venti, temperatura, conformazione del suolo etcc..

La **Vulnerabilità (V)** è definita da:

- Caratteristiche delle sostanze contenute e relativo *hold-up* - sono da considerarsi preliminarmente gli *items* il cui collasso può comportare l'inquinamento di acque superficiali, serbatoi installati in bacini di contenimento non pavimentati e/o impermeabilizzati e contenenti sostanze classificate pericolose per l'ambiente in quantità tali da compromettere potenzialmente l'integrità delle acque superficiali, tenendo conto delle caratteristiche idrogeologiche dei siti – pontili;
- Rischi generali di processo connessi con le condizioni di esercizio;
- Rischi particolari di processo quali le reazioni esotermiche, esplosioni per sovrappressione, esplosioni di nubi confinate, irraggiamento da incendi, sviluppo di gas tossici ed infiammabili.
- Layout (congestione degli impianti, difficoltà di avvicinamento, ecc.).

4.1 La Banca dati MHIDAS

Un riferimento statistico nell'approccio ingegneristico al rischio *Natech* è la banca dati MHIDAS (*Major Hazard Incident Data Service*) sugli incidenti in stabilimenti industriali. La Banca dati conserva le informazioni di 7.109,00 eventi incidentali accaduti in siti industriali nell'arco di venticinque anni. La summa dei dati catalogati ci informa che 215 (3%) sono stati causati da eventi naturali (terremoti, fulmini, alluvioni, fenomeni vulcanici, uragani, forte vento, trombe d'aria); di questi l'8% è stato causato da terremoti.

5. Conclusioni

In Italia, nonostante siano da tempo disponibili mappe riguardanti il rischio sismico sia maremoto, alluvioni, frane etc. non esiste ancora un assetto normativo organico *Natech* riguardante la progettazione e le misure da adottare per proteggere le industrie RIR dagli eventi naturali. Ad esempio le costruzioni ed impianti RIR, ad oggi, sono progettate assumendo come carico sismico quello definito dalla Normativa Nazionale, che si basa fondamentalmente sulle caratteristiche degli edifici civili ed utilizza un approccio probabilistico (*Probabilistic Seismic Hazard Assessment o PSHA*); occorre rivedere la nostra metodologia di definizione della pericolosità sismica, affiancando all'uso

dell'approccio probabilistico quello *dell'approccio deterministico* (*Neo-Deterministic Seismic hazard assessment o NDSHA*), che, diversamente dal primo, necessita che i manufatti siano realizzati in ambiente MCE (*Maximum Credible Eartquache*). E' necessario responsabilizzare e coinvolgere le istituzioni preposte in una azione sinergica, con ulteriore impulso all' informazione degli stessi organi di vigilanza, con scambi proattivi di notizie tra le varie Agenzie sul territorio nazionale, europeo e mondiale, e la formazione **continua altamente specialistica degli operatori in seno alle commissioni di vigilanza**. In particolare non si può demandare ai progettisti, consulenti, esperti incaricati dalle aziende a Rischio di Incidenti Rilevanti la gestione delle simulazioni poiché, oltre i condizionamenti comunque presenti, gli scenari tecnici ed ambientali conosciuti dagli stessi sono, spesso, insufficienti a valutare il complesso sistema degli eventi catastrofici naturali. L'obiettivo che si propone è di applicare una metodologia, su scala nazionale che restituisce un indice rappresentativo della pericolosità dell'industria in esame, dato dalla quantità e dalla molteplicità delle sostanze stoccate, dalla vastità dell'area industriale e dalla compresenza di più rischi nel territorio in cui è ubicato l'impianto, stimando la vulnerabilità territoriale considerando la densità demografica nell'area di interesse i centri vulnerabili, la capacità del sistema – territorio, e le possibili catastrofi naturali.
Infine, affinché la cultura della prevenzione inverta il suo senso di diffusione, oggi dall'alto verso il basso, le popolazioni che convivono in un'area potenzialmente pericolosa, devono interagire attivamente mediante la diffusione delle **tematiche informative** in grado di diffondere, con correttezza e rispetto, la cultura della Prevenzione nella popolazione.

5.1 Qualità delle informazioni

In questo percorso si inserisce la Direttiva Seveso III, che si propone di migliorare la qualità delle informazioni alla popolazione, e il modo in cui tali informazioni sono raccolte, gestite, rese disponibili, aggiornate e condivise.
Ciò allinea la norma alla "Convenzione **Aarhus** sull'accesso alle informazioni, la partecipazione dei cittadini e l'accesso alla giustizia in materia ambientale" firmata nella cittadina di omonima, in Danimarca, nel 1998 ed è entrata in vigore nel 2001.
In particolare le procedure di informazione dovranno essere aggiornate per tener conto degli avanzamenti nel campo della tecnologia dell'informazione (*internet, sistemi europei SEIS = Shared Environmental Information System e Direttiva INSPIRE 2007/02/CE Infrastructure for Spatial Information in Europe*).

Bibliografia

[1] Geri F. Indirizzi di pianificazione ed attuazione di mitigazione in riferimento ad evento NaTehc su impianti RIR. Dottorato di Ricerca in rischio simico. Università degli studi di Napoli Federico II.

[2] Smanio G, Modena C. Valutazione della vulnerabilità sismica degli impianti industriali. Tesi di laurea. Università di Padova. Anno accademico 2012 - 2013

[3] Iervolino I. Analisi quantitativa di Rischio Sismico nelle attività di Processo. Dottorato di Ricerca in rischio simico. Università degli studi di Napoli Federico II.

[4] http://meteoweb.eu - blog realizzato da Lorenzo Pasqualini

[5] Dattilo F, Rafanelli C, De Nictolis P, Emanuele R. Le attività a rischio di incidente rilevante in Italia. Corpo Nazionale VV.F – Area Rischi Industriali.

[5] Brunelli G. Verifica degli effetti sismici su tubazioni di impianti industriali. Società Italiana Costruzioni Industriali. Impiantistica Italiana. Luglio- Agosto 2013

[6] Brunelli G. Verifica sismica deli apparecchi industriali di processo. Società Italiana Costruzioni Industriali. Impiantistica Italiana. Novembre - Dicembre 2014

[7] De Petris C. Il ruolo di INAIL alla luce delle novità introdotte dal Decreto di recepimento della Direttiva Seveso III. Settembre 2015

[8] Ricchiuti A, Caparresi M. Sintesi novità Seveso III_testo_appendice_rev_3. ISPRA, Servizio Rischio Industriale. Agosto 2012

[9] Galatola E. Il recepimento della Direttiva Seveso III. Sistemi industriali ambientali e Relazionali. Lodi. www.sindar.it

[10] Spadoni G, Contini S, Egidi D. AIPAR-GIS: un supporto per le attività di previsione e prevenzione dei rischi e la preparazione delle emergenze in aree industriali e portuali a rischio di incidente rilevante

[11] Piegai F. Rapporto Preliminare di sicurezza 2014. Analisi Rischio NaTech. Deposito Costiero di Santa Giusta (OR)

[12] Mercurio R, Mercurio A, Paglione G, Turi A, Vitale G. Il Rischio industriale ed i fattori esterni. In Atti VGR2016.

Metodologia per la valutazione dell'impatto di eventi sismici sui serbatoi criogenici

D. Barbagallo*, L. Merli**

*Assogastecnici/Federchimica
**Merli Engineering

Sommario

Nell'ambito delle attività di Assogastecnici, Associazione Nazionale Imprese Gas Tecnici, Speciali e Medicinali, facente parte di Federchimica, Federazione Nazionale delle Imprese Chimiche, un Gruppo di Lavoro composto da tecnici esperti si è posto l'obiettivo di verificare il quadro normativo antisismico e di identificare la metodologia di applicazione dello stesso al mondo dei serbatoi criogenici la cui peculiarità è legata ad un'elevata mobilità sul territorio e a collocazioni.
Il presente Articolo intende dare seguito a quanto già esposto nel SAFAP 2014, in termini di approccio normativo, presentando il prosieguo del lavoro del gruppo in cui si sono affrontate le problematiche tecniche e metodologiche relative alla valutazione di analisi sismica dei serbatoi.
L'aspetto principale di analisi è stato il comportamento e la relativa modellazione della perlite presente nell'intercapedine tra involucro esterno ed interno, valutandone il contributo in termini di maggiore stabilità. L'importanza del contributo è evidente dal confronto del comportamento di serbatoi soggetti ad eventi sismici avvenuti negli anni passati in cui non si sono riscontrati danni rilevanti reale (danni dovuti ad eventi sismici) in confronto con le analisi svolte tramite software di calcolo a elementi finiti in assenza di perlite dove si evince la difficoltà dei serbatoi di resistere alle sollecitazioni dovute al sisma.

1. Introduzione

Tra le principali tipologie di fornitura tipiche dell'attività delle imprese produttrici di gas tecnici, speciali e medicinali (d'ora in poi "imprese produttrici") vi è quella praticata mettendo a disposizione dei propri clienti, utilizzatori del prodotto nella sua fase gassosa o liquida (d'ora in poi "utilizzatori del gas"), le attrezzature necessarie allo stoccaggio e all'erogazione del prodotto quali serbatoi criogenici e vaporizzatori (d'ora in poi "impianti criogenici o "impianti") di cui curano il periodico riempimento e la manutenzione, ordinaria e straordinaria.

Salvo particolari casi, la tipologia contrattuale cui ci si avvale per la fornitura di gas prevede il ricorso alla locazione dell'impianto di cui agli artt. 1571 e seguenti del Codice Civile, i.e. alla sezione dedicata alla locazione. In quanto locatore di un bene, l'impresa produttrice è tenuta a mantenere tale bene idoneo all' "uso convenuto" per tutta la durata del contratto e, nell' "idoneità all'uso", è compresa la conformità del bene locato alle normative emanate nel tempo dal legislatore.

Poiché il serbatoio è collocato nel sito produttivo dell'utilizzatore del gas, in capo alle imprese produttrici sorgono obblighi di cooperazione e coordinamento con lo stesso, che, in veste di Datore di lavoro (ai fini del Decreto Legislativo 81/2008 "Attuazione dell'art. 1 della L. 3.08.2007 n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"), è tenuto ad una valutazione dei rischi.

In particolare, con riguardo alla normativa antisismica, al sito produttivo dell'utilizzatore del gas si applicano le disposizioni richiamate dal Decreto Ministeriale del 14.01.2008 "Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni" (qui di seguito "NTC 2008").
Premesso che all'interno delle NTC 2008 è corretto ricondurre i serbatoi agli "impianti o elementi non strutturali", con riferimento agli edifici già esistenti all'entrata in vigore delle NTC 2008, il proprietario è tenuto ad una serie di adempimenti e verifiche su tutto ciò che insiste sul proprio sito, quand'anche di proprietà di terzi, come è appunto il caso dei serbatoi in questione.

2. Tipologie di serbatoi e installazioni

Le imprese produttrici dispongono di un parco serbatoi in Italia che in base all'anno di fabbricazione si possono distinguere come segue.

Serbatoi non marcati CE
Serbatoi criogenici fabbricati prima del 30 maggio 2002, data in cui è entrato in vigore il D. Lgs. n. 93/2000, Decreto di recepimento della Direttiva PED, dotati di libretto matricolare in cui si attesta la costruzione in conformità alle norme ISPESL (ex Decreto Ministeriale 1927). I serbatoi sono stati progettati secondo alcune Circolari specifiche e secondo la raccolta VSR ISPESL. Tali norme di progettazione non prevedevano alcuna procedure di verifica della conformità relativamente al rischio sismico.
Per tale categoria di serbatoi i dati necessari alla stesura della Relazione Tecnica potrebbero non essere più reperibili presso il fabbricante. Per tale tipologia di serbatoi era stata presentata al SAFAP 2014 una proposta metodologica basata su criteri di modellazione e analisi antisismica di serbatoi prototipo in grado di fornire le necessarie valutazioni di idoneità strutturale.

Serbatoi marcati CE
Serbatoi criogenici fabbricati in conformità alla Direttiva PED (97/23/CE), recepita in Italia con D. Lgs. n. 93/2000. Per tali serbatoi, su cui è apposta la marcatura CE, il fabbricante ha dovuto valutare il rischio sismico al fine di poterne garantire la sicura installazione. La marcatura CE e la relativa dichiarazione di conformità consentono di affermare la legittimità della cessione a qualsiasi titolo dell'apparecchiatura su tutto il territorio dell'Unione europea. La valutazione sismica è fatta secondo gli Eurocodici al fine di garantirne la libera circolazione all'interno dell'Unione, come riconosciuto nelle NTC2008.

3. Proposte metodologica per la valutazione della vulnerabilità sismica dei serbatoi di fabbricazione ante-PED

L'approccio normativo vigente comporta la necessità di valutare la vulnerabilità sismica dei serbatoi criogenici presenti sul territorio nazionale, installati e da installare, in impianti esistenti o in impianti di futura realizzazione.
In altri termini, si tratta di stabilire se un serbatoio criogenico è installabile ovunque sul territorio nazionale o solo in alcune zone.
Come illustrato nel capitolo precedente, la procedura per la verifica di un serbatoio non marcato CE per PED (immesso sul mercato prima dell'anno 2002) si differenzia da quella da adottare per un serbatoio marcato CE per il quale è sufficiente la citazione della norma o del codice a cui il fabbricante ha fatto riferimento nella valutazione di rischi prevista dalla PED.
Per quanto concerne i serbatoi ante-PED, invece, è necessario individuare una modalità di valutazione delle caratteristiche strutturali nel caso non si disponesse della totalità delle

informazioni tecnico-costruttive. A tal scopo è stato necessario stabilire alcune ipotesi di calcolo per quanto riguarda alcuni valori determinanti per l'analisi di vulnerabilità sismica, che sono stati presentati nell'articolo del SAFAP 2014 e che sono riepilogati in tabella 1.

Parametro	**Disposizione vigente**	**Proposta**
Materiali da costruzione delle membrature e gambe del serbatoio esterno	da certificato	da certificato o, se non disponibile, S235JR
Materiali da costruzione delle membrature e supporti del serbatoio interno	da certificato	da certificato o, se non disponibile, ASTM A312 Tp 304 (XCrNi18-10)
Livello di conoscenza LC	1 – 2 - 3	3
Fattore di confidenza FC	1,35 – 1,2 – 1	1
Materiale di isolamento intercapedine recipienti interno/esterno	-	Perlite / 130 kg/m^3
Contributo strutturale della perlite di riempimento dell'intercapedine	-	Significativo (da determinarsi sperimentalmente)
Riempimento serbatoio interno (% capacità utile)	80% (100%)	80%
Fluido criogenico di riempimento	-	Argon
Classe e coefficiente d'uso per installazioni in insediamenti industriali ordinari	/	II / 1
Classe e coefficiente d'uso per installazioni in insediamenti industriali R.I.R.	IV / 2	IV / 2
Classe e coefficiente d'uso per installazioni in strutture ospedaliere ante Direttiva 93/42/CE	IV / 2	IV / 2
Classe e coefficiente d'uso per installazioni in strutture ospedaliere post Direttiva 93/42/CE	IV / 2	II / 1
Vita di riferimento V_R	minimo 35 anni	sempre 35 anni
Stato Limite di Riferimento	SLO – SLD – SLV – SLC	SLV
Probabilità di superamento nel periodo di riferimento e PVR **%**	81% - 63% - 10% - 5%	10%
Tempo di ritorno del sisma	$T_R = \frac{-V_R}{\ln(1 - P_{VR})}$	332 anni
Categoria sottosuolo	da indagine geologica	D
Fattore topografico	da verifiche in sito	T1

Tabella 1. Proposte di parametri critici

Già nel lavoro precedente si era citato come il materiale d'isolamento fosse un fattore decisamente rilevante ai fini della stabilità strutturale. Tale materiale è la perlite utilizzata come isolante termico nell'intercapedine dei serbatoi criogenici al fine di ridurre il NER (Net Evaporative Ratio). Il suo contributo nel trasferire le azioni sismiche dal serbatoio interno a quello esterno era stato identificato come il fattore che giustificasse la differenza tra i risultati numerici e l'esperienza sul campo.
Infatti i calcoli numerici in assenza di perlite, quindi ad intercapedine vuota, davano risultati di non sostenibilità di eventi sismici anche di grado non elevato, riportando problematiche di punzonatura del fasciame esterno ad opera dei supporti a cui era affidato lo scarico completo delle forze.

Nell'esperienza di oltre 60 anni di utilizzo di serbatoi criogenici in Italia (con un parco di circa 10.000 serbatoi installati) non si sono mai verificati danneggiamenti seri di serbatoi criogenici durante gli innumerevoli eventi sismici di intensità significativa che la storia del nostro territorio ricorda, inclusi gli ultimi eventi avvenuti in Emilia nel 2012 e in Centro Italia nell'estate di quest'anno.
Si ricordano solo alcuni cedimenti minori che hanno determinato la perdita del vuoto nell'intercapedine per perdite di tubi di processo interni, senza mai pregiudicarne la stabilità e sicurezza.
Come detto tale difformità tra la teoria e l'esperienza pratica hanno suggerito che la perlite giocasse un ruolo determinante nella risposta sismica del serbatoio.

4. Procedura utilizzata per determinare la risposta della perlite alle sollecitazioni

Un'analisi particolarmente approfondita sulla caratterizzazione della perlite e l'interazione tra la perlite e la struttura dei serbatoi è stata effettuata dalla Merli Engineering, studio di ingegneria che si è avvalso della collaborazione con Eucentre, European Centre for Earthquake Engineering nella definizione dei carichi sismici sui serbatoi e con il Politecnico di Milano, Dipartimento Ingegneria Geotecnica, nella modellazione della perlite e del serbatoio. L'analisi di Merli Engineering ha previsto inoltre delle prove di laboratorio sulla perlite effettuate presso il Laboratorio Prove Materiali del Politecnico di Milano e l'approntamento di un modello di calcolo numerico per la simulazione dell'interazione della perlite con la struttura con l'ausilio del Centro di Supporto Ansys.

Il presente capitolo illustra nel dettaglio il lavoro realizzato da Merli Engineering che ha permesso di caratterizzare sperimentalmente e numericamente la perlite e includere così il suo effetto dal punto di vista strutturale ai fini dell'analisi sismica su serbatoi criogenici.

4.1 Definizione della procedura di verifica in ambito normativo

Merli Engineering, in collaborazione con Eucentre (European Centre for Earthquake Engineering) ha definito una procedura di calcolo delle azioni sismiche, basata sulla formulazione matematica descritta negli Eurocodici di riferimento (EN 1998-4:2006, EN 1998-1:2013, EN1993-4-2:2007 ed 1993-1-6:2007), specificatamente elaborata per serbatoi metallici criogenici. Tale procedura, partendo dagli spettri sismici definiti dalle NTC, determina le forze statiche equivalenti da applicare al modello numerico non lineare (mediante calcolo agli elementi finiti MNA e LBA) tenendo in considerazione la deformabilità del serbatoio interno e la presenza del liquido contenuto. Aspetto innovativo di tale procedura consiste nell'inserimento dell'elemento perlite, le cui caratteristiche sono state valutate sperimentalmente.

4.2 Caratterizzazione sperimentale della perlite

Una prima caratterizzazione della perlite è stata effettuata presso il Laboratorio Prove Materiali del Politecnico di Milano. In questa sede sono state indagate le principali caratteristiche fisiche e meccaniche della perlite espansa in forma granulare comunemente utilizzata in un normale processo di perlitaggio. A causa della similitudine della perlite con materiali geotecnici quali sabbie e suoli si sono indagate alcune delle proprietà e caratteristiche utili alla definizione di un modello matematico mediante prove di comprovata validità in ambito geotecnico. In particolare si è valutata la composizione granulometrica della perlite mediante setacciatura, sono state effettuate prove

edometriche e prove triassiali di perlite vibrata artificialmente e con densità equivalente a quella ottenuta dal processo di perlitaggio considerato. Il risultato di questa indagine ha mostrato un comportamento della perlite non lineare con le condizioni di carico, causato principalmente dalla natura stessa dei grani di perlite.

4.3 Caratterizzazione numerica della perlite

La seconda fase è stata caratterizzata dall'estrapolazione, dalle prove di laboratorio effettuate, di tutti quei parametri significativi per la definizione di un modello di materiale rappresentativo del comportamento della perlite. In collaborazione con la sezione di Ingegneria Geotecnica del Politecnico di Milano è stato individuato il modello matematico più vicino alla rappresentazione di questa tipologia di materiale (modello Druker-Prager) e, congiuntamente con il centro di supporto ANSYS Italia è stato implementato all'interno del codice di calcolo ad elementi finiti. Questa fase ha permesso di disporre di uno strumento di calcolo efficace per l'integrazione dell'elemento perlite e del suo comportamento con quello della struttura metallica del serbatoio criogenico.

4.4 Determinazione dell'interazione perlite-struttura

I valori dei parametri ottenuti dai campioni di laboratorio, rappresentativi di condizioni dimensionali lontane dall'applicazione reale, sono stati poi verificati e tarati con ulteriori prove sperimentali presso il Centro Nazionale Collaudi di Piacenza su un serbatoio. Tale prototipo ha permesso di caricare in modo quasi statico e ciclico la perlite presente all'interno dell'intercapedine, potendo dunque apprezzare l'influenza dell'effetto dimensionale nonché quella del vuoto creato durante il processo di produzione.

4.5 Valutazione delle caratteristiche della perlite su serbatoi già installati

L'importanza della determinazione dei parametri corretti della perlite ed in particolare l'elevata influenza della storia di carico subita dalla perlite stessa nel corso della sua vita sulle caratteristiche fisiche e meccaniche ha portato il gruppo di lavoro formato da Assogastecnici e Merli Engineering alla definizione di una campagna di prove su serbatoi dismessi al fine di valutare la variazione delle proprietà della perlite su un campione significativo di serbatoi ante-PED, e valutarne lo scostamento dovuto a fenomeni comuni nella vita di un serbatoio (quali movimentazione, cicli termici, condizioni ambientali, perdita del vuoto..). Questa campagna, che prevede prove sperimentali per tipologie di serbatoi dimensionalmente differenti e di differente età e costruzione è ancora in fase di ultimazione.

5. Risultati delle simulazioni su un serbatoio con e senza perlite

Alla luce del lavoro svolto, Assogastecnici ha avviato una collaborazione con Merli Engineering per utilizzare il modello di calcolo numerico perfezionato per la simulazione del comportamento della perlite per un'analisi di modellazione 3D di un serbatoio criogenico costituito da serbatoio interno ed esterno sul quale effettuare calcoli ad elementi finiti considerando il contributo della perlite presente nell'intercapedine isolata.

Al fine di mettere in evidenza l'effetto della perlite nella risposta sismica dei serbatoi criogenici, sono state effettuate su uno stesso serbatoio taglia 20000 Litri, le seguenti valutazioni numeriche:

- Serbatoio in assenza di perlite
- Serbatoio con perlite secondo la caratterizzazione sperimentale.

Tutte le valutazioni sono state effettuate utilizzando il set di parametri riportato in tabella 2.

Vincolo a terra: cerniera Carichi: P.Atm = 98100 N/m^2 Perlite = 130 Kg/m^3 (considerare anche spinta orizzontale con angolo di attrito 35°) Argon = 1393 Kg/m^3 (considerare anche spinta idrostatica) (80% del 95% della capacità geometrica) Pressione liquido interno = 6 Kg/cm^2 Sisma: Spettro solo orizzontale secondo NTC2008 con i seguenti parametri: Sito d'installazione = Lat. 39.2470 Long. 16.3920 (ED50(°)) - Aprigliano (CZ) Vn = 10 anni Vr = 35 anni C.U. = Valida da I a IV Cat. sottosuolo = D Cat. topografica = T1 Fatt. struttura q = 1 Accelerazione imposta ai modelli = massima dello spettro sopra definito

Tabella 2. Specifiche di calcolo

5.1 Le simulazioni di un serbatoio in assenza di perlite

Come evidenziato dai risultati ottenuti, si evince che modellando il serbatoio criogenico nella sua geometria, considerando quindi il doppio serbatoio e la presenza dell'intercapedine isolata in assenza di perlite, le modellazioni effettuate mostrano la difficoltà del serbatoio a far fronte alle sollecitazioni sismiche dettate dalla normativa italiana NTC2008 ottenendo valori decisamente elevati di sforzi nelle zone di maggiore sollecitazione (collegamento fasciame-fondo serbatoio esterno con gambe di supporto e zone di attacco puntoni colleganti serbatoio interno ed esterno).

La condizione di carico applicata ha portato ad un collasso plastico della struttura (plastic strain maggiore del 10%) in corrispondenza del 78.6 % del carico applicato.
Si riportano nelle seguenti figure le deformazioni della struttura e gli sforzi equivalenti di Von Mises in corrispondenza della condizione di collasso plastico.

Figura 1. Serbatoio senza perlite - Deformazioni della struttura

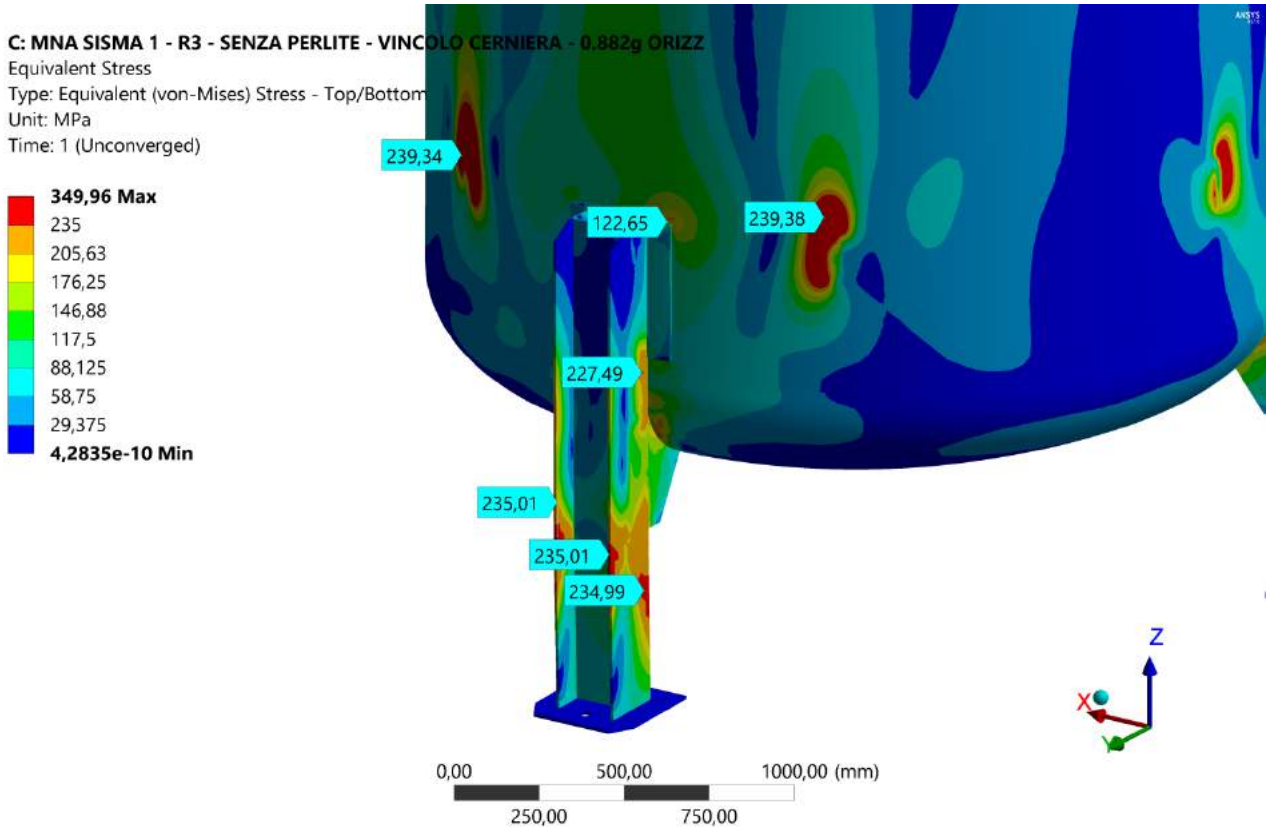


Figura 2. Serbatoio senza perlite - Sforzi di Von Mises, particolare gamba compressa e serbatoio esterno

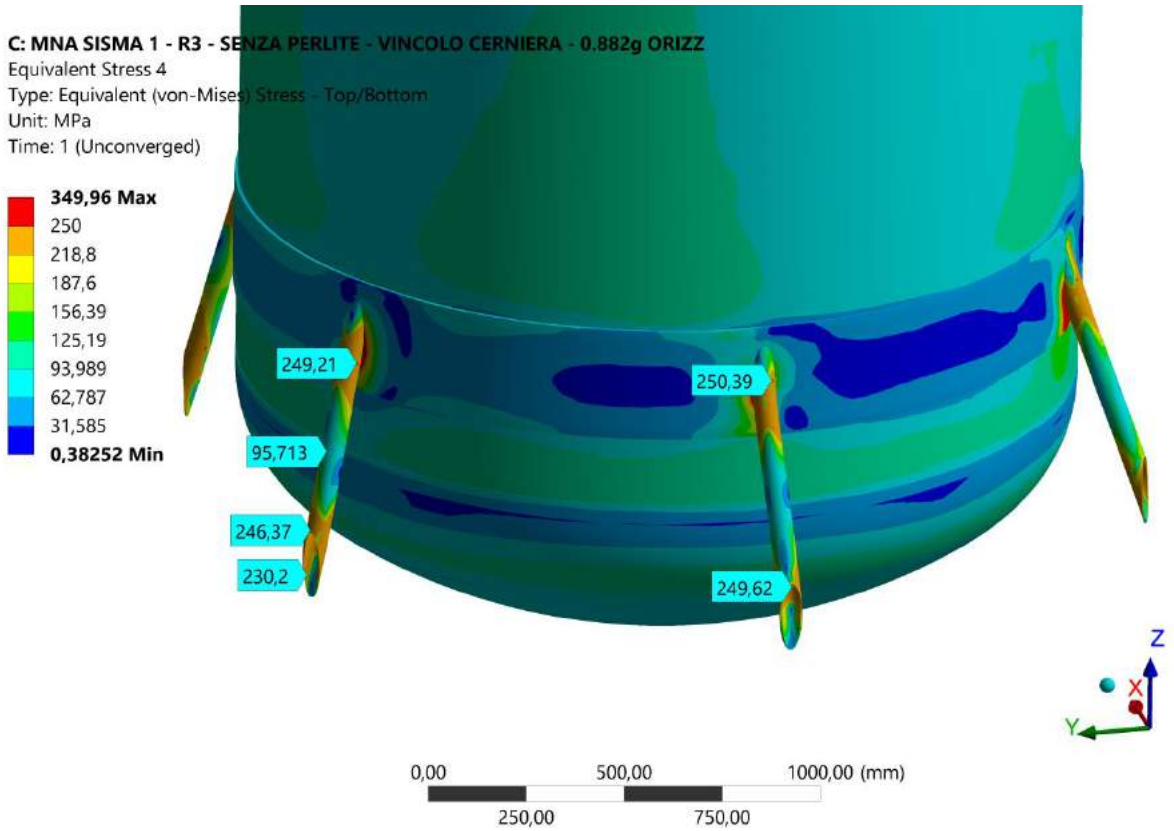


Figura 3. Serbatoio senza perlite - Sforzi di Von Mises, particolare supporti di collegamento tra serbatoio interno e involucro esterno

5.2 Le simulazioni di un serbatoio con perlite secondo la caratterizzazione sperimentale

Grazie all'utilizzo del materiale perlite, si notano gli effetti di trasferimento uniforme del carico dal serbatoio interno al serbatoio esterno e di conseguenza una diminuzione degli sforzi andando a sgravare notevolmente le zone di sollecitazione massima evidenziate precedentemente. Questo è possibile essendo la perlite sotto vuoto un materiale coeso alla compressione e uniforme.

La condizione di carico applicata ha portato ad un collasso plastico della struttura (plastic strain maggiore del 10%) in corrispondenza del 93.2% del carico applicato.
Si riportano nelle seguenti figure le deformazioni della struttura e gli sforzi equivalenti di Von Mises in corrispondenza della condizione di collasso plastico.

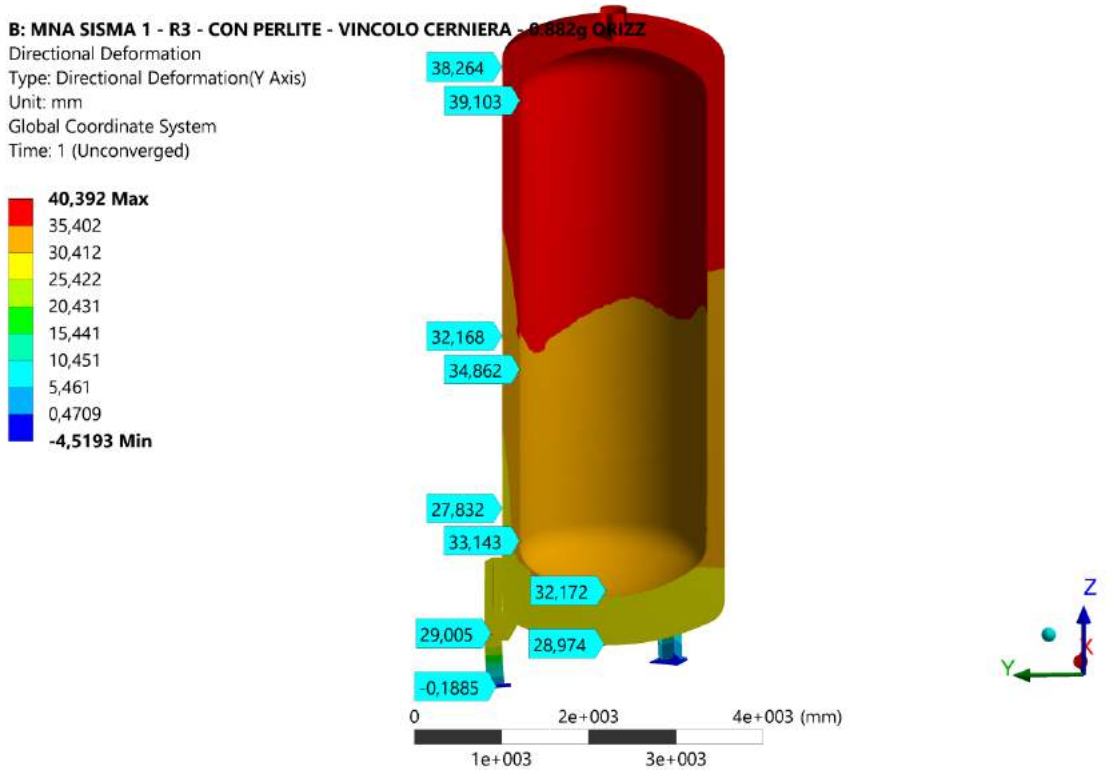


Figura 4. Serbatoio con perlite - Deformazioni della struttura

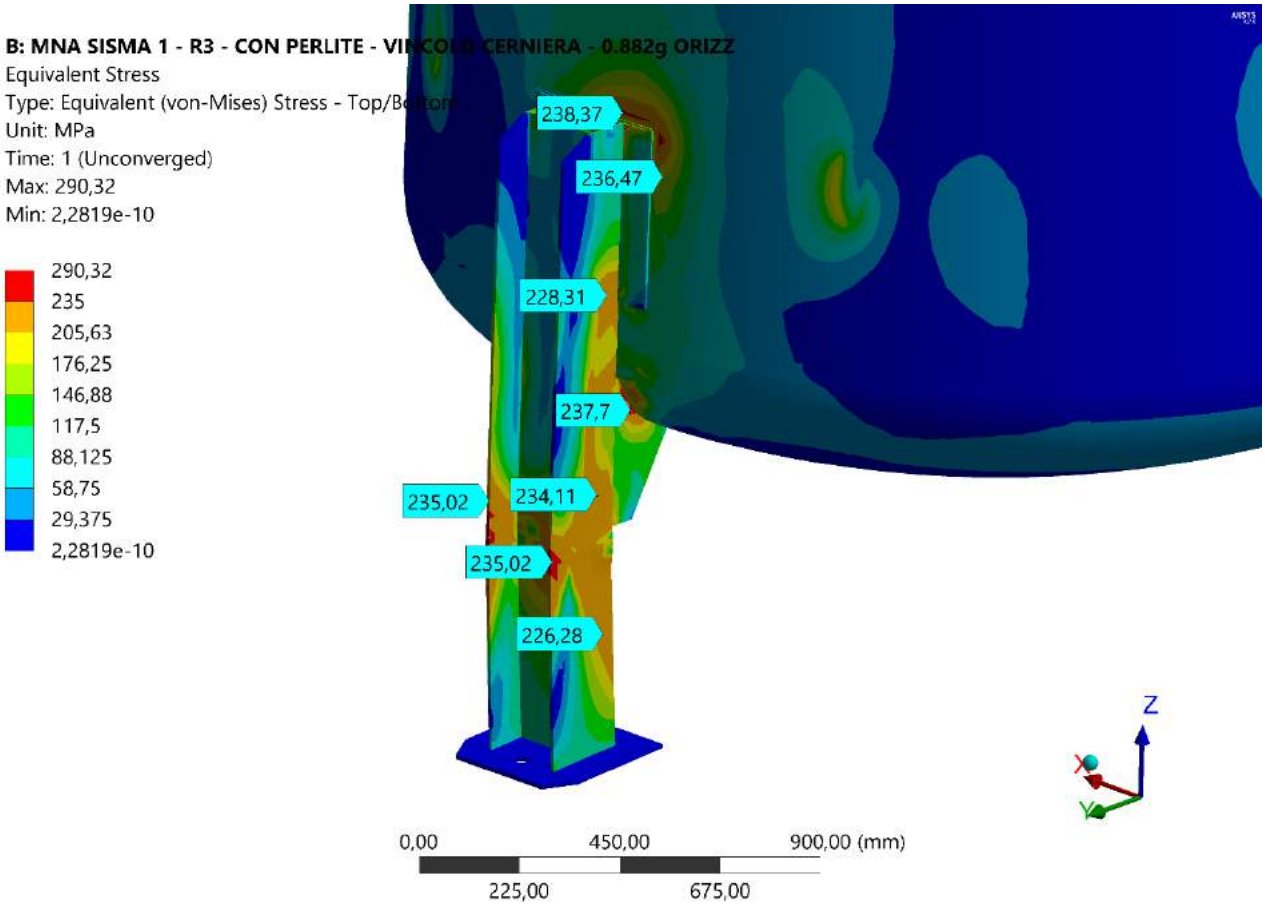


Figura 5. Serbatoio con perlite - Sforzi di Von Mises, particolare gamba compressa e serbatoio esterno

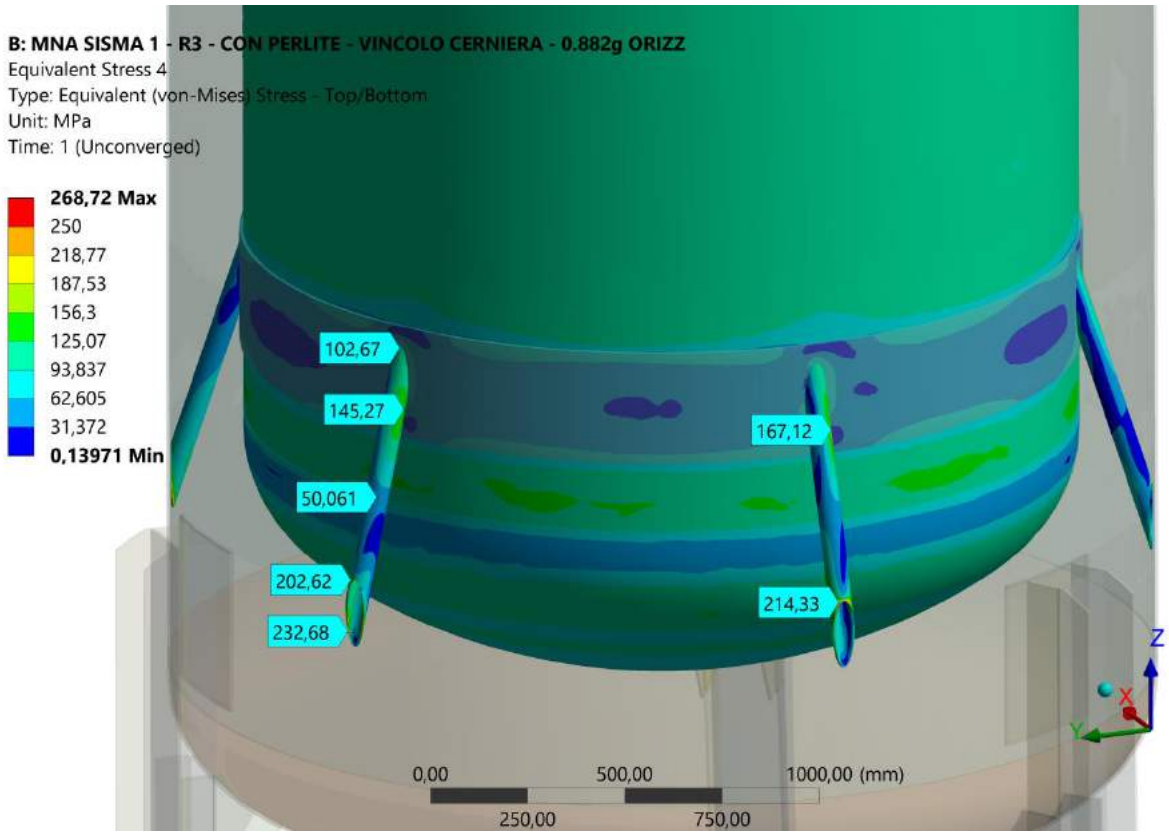


Figura 6. Serbatoio con perlite - Sforzi di Von Mises, particolare supporti di collegamento tra serbatoio interno e involucro esterno

6. Conclusioni

Il presente lavoro mette in evidenza l'importanza della corretta caratterizzazione della perlite posta nell'intercapedine tra involucro esterno ed interno del serbatoio al fine della determinazione della sua risposta sismica.
Le simulazioni, effettuate con ipotesi di carichi sismici estremamente conservative, hanno mostrato due condizioni di criticità differenti.
In particolare, nel caso senza perlite, il collasso plastico della struttura avviene al 78% del carico sismico a causa del cedimento dei supporti tra serbatoio interno e serbatoio esterno; questa condizione (come si evince dallo spostamento relativo tra serbatoio interno ed esterno) provoca il collasso del serbatoio interno.
In presenza di perlite il collasso plastico della struttura avviene al 93% del carico sismico a causa del cedimento delle gambe. Lo spostamento relativo tra serbatoio interno e serbatoio esterno risulta significativamente inferiore rispetto al caso senza perlite, non compromettendo l'integrità della struttura. A tale livello di carico i supporti interni non risultano infatti in una condizione di plasticizzazione.
Si noti come, sempre nel caso di presenza di perlite, lo scostamento dalle condizioni di verifica sia decisamente marginale. Di conseguenza, nelle condizioni di normale installazione è ragionevole affermare che la struttura riesca a sopportare il 100% del carico sismico assegnato.
Dalle valutazioni effettuate si è evidenziato che la definizione di parametri di partenza omogenei porta a una maggiore ripetibilità dei risultati. Assogastecnici ha di conseguenza

programmato il proseguimento dei lavori del proprio Comitato con l'obiettivo di caratterizzare un metodo di calcolo adatto a codici di ingegneria civile più diffusi.

Bibliografia

[1] Merli Engineering. Analisi sismica di un serbatoio 20000L, 2016

[2] Assogastecnici. Linea Guida Assogastecnici Normativa Antisismica - Strumenti interpretativi e criteri di adeguamento per i serbatoi criogenici di stoccaggio, 2014

[3] Leoni E, Rossi F. Aspetti critici per la verifica sismica secondo le NTC dei serbatoi criogenici in pressione, in atti della Conferenza SAFAP 2010, pp. 47-56, Venezia, 2010

[4] Barbagallo D, Zecchini D. Applicazione del quadro normativo vigente sulle costruzioni antisismiche ai serbatoi criogenici, in atti della Conferenza SAFAP 2014, pp. 126-134, Roma, 2014.

Lo studio di vulnerabilità sismica e metodi per il miglioramento e/o adeguamento sismico dei serbatoi sferici di GPL tipo Horton in Stabilimenti soggetti a Rischio di Incidente Rilevante

M. D. Piccioni*, A. Fraddosio*, A. M. Altieri**, V. Annoscia***, N. Conversa****, N. Pecere*****

*Politecnico di Bari - dICAR
**Arpa Puglia - Direzione Scientifica TSGE
***ICE S.p.A.
****Libero professionista
*****2S.I. Software e Servizi per l'ingegneria s.r.l.

Sommario

In Italia è fortemente attuale il problema dello studio sulla vulnerabilità sismica degli impianti industriali, soprattutto nelle aree caratterizzate da notevole sismicità. Nel nostro territorio, infatti, sono numerosi gli impianti a rischio di incidente rilevante, quali impianti di raffinazione del petrolio, acciaierie e impianti metallurgici, stabilimenti chimici e petrolchimici, centrali termoelettriche ad olio combustibile, produzione e deposito di esplosivi, deposito di fitofarmaci, deposito di tossici, depositi di oli minerali e depositi di gas liquefatti. Trattasi di strutture che non sono state progettate nei confronti del sisma oppure che sono state progettate sismicamente con norme ormai obsolete e concepite soprattutto per il caso degli edifici intelaiati, caratterizzati da elevati valori del fattore di struttura. Le strutture dei serbatoi al contrario consentono l'impiego di fattori di struttura molto bassi. Il risultato è che le strutture di molti serbatoi esistenti non superano le verifiche di vulnerabilità sismica, e necessitano quindi di interventi di miglioramento/adeguamento sismico. In questo lavoro viene affrontato il problema della valutazione della vulnerabilità sismica dei serbatoi industriali, con particolare riferimento ai serbatoi sferici (sfere Horton) contenenti GPL, molto diffusi negli impianti industriali. Si delineano inoltre alcune possibili strategie di intervento per l'adeguamento sismico di tali strutture.

1 Introduzione

Il presente lavoro riguarda lo studio della vulnerabilità sismica degli impianti industriali soprattutto con riferimento alle aree caratterizzate da notevole sismicità, ma anche alle zone con parametri sismici tipici di uno stabilimento soggetto alle disposizioni del Decreto Legislativo n. 105 del 26 giugno 2015 [a], per cui è prevista un'analisi dettagliata ai sensi dell'allegato 5 della sezione G, modulo di notifica, relativamente alle informazioni sulla sismicità, di cui al comma 1 dell'art 13 del citato Decreto.
Tutti gli stabilimenti soggetti al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, in attuazione alla Direttiva 2012/18/UE, detta Seveso III, come definiti all'art 3 del D.Lgs. 105/2015, sono obbligati alla presentazione della notifica all'autorità competente, ovvero ad ISPRA, entro il 31 maggio 2016 secondo quanto previsto dal nuovo Decreto.
Tra le novità più importanti del citato Decreto vi è la nuova modulistica a corredo degli adempimenti previsti, e nello specifico quella prevista per la notifica, l'allegato 5, e il ruolo attribuito ad Ispra ed al Comitato Tecnico Regionale per gli stabilimenti di soglia superiore, e alla Regione e alla ARPA per quelli di soglia inferiore.
Nella nostra Regione, sono numerosi gli stabilimenti soggetti a rischio di incidente

rilevante, regolamentati dal Decreto Legislativo n. 105 del 26 giugno 2015, di attuazione della Direttiva 2012/18/UE, quali impianti di raffinazione del petrolio, acciaierie, stabilimenti chimici e petrolchimici, centrali termoelettriche, deposito di esplosivi, deposito di fitofarmaci e depositi di gas liquefatti.
Spesso questi impianti o parti di impianti, tubazioni o serbatoi non sono stati progettati tenendo conto delle vigenti norme antisismiche oppure sono state progettate al sisma ma seguendo norme obsolete, che in realtà conducono a risultati rappresentativi solo per strutture diverse, in particolare per strutture caratterizzate da valori elevati del fattore di struttura. Le strutture delle attrezzature sopra menzionati o dei serbatoi sono invece caratterizzati da una duttilità relativamente limitata, e quindi consentono l'impiego di fattori di struttura molto bassi. Per le motivazioni richiamate, tali strutture risultano spesso carenti nelle verifiche di vulnerabilità sismica, e quindi necessitano di interventi di miglioramento e/o adeguamento sismico per ottenere sufficienti livelli di sicurezza.

2 Un caso di studio

Nel presente lavoro, si è considerato uno stabilimento tipico dell'area del Petrolchimico della nostra regione, e un'attrezzatura definita "critica" nell'analisi di rischio effettuata dal gestore, quale può essere un serbatoio sferico o sfera Horton, contenente GPL [b].
Tali attrezzature a pressione sono considerate *"apparecchiature critiche"* nell'analisi di rischio in stabilimenti a rischio di incidente rilevante, e la sicurezza sismica degli impianti e i sistemi innovativi utilizzati per la loro protezione sismica - quali i dispositivi antisismici rientranti nella norma armonizzata EN 15129 e i sistemi di isolamento sismico utilizzati per esempio su serbatoi in CA esistenti impiegando pendoli scorrevoli o tripli di tipo EPS su serbatoi per lo stoccaggio di gas naturali liquefatti - sono considerati elementi fondamentali e devono essere descritti nella sezione G dell'allegato 5 della Notifica che il gestore presenta ad ISPRA, a seguito di verifica sismica degli impianti/strutture e/o adeguamenti eseguiti in esito allo studio di verifica sismica ai sensi delle vigenti Norme Tecniche per le Costruzioni di cui al decreto del 14 febbraio 2008 pubblicate in G.U. n.29 del 04 febbraio 2008 e della relativa Circolare esplicativa n° 617 del 02/02/2009 [c, d].
E' stato in particolare effettuato lo studio della vulnerabilità sismica di un serbatoio in acciaio per lo stoccaggio di GPL in pressione (cfr. fig.1) avente le seguenti caratteristiche fondamentali:

- Volume del serbatoio: 2000 m^3;
- Diametro interno serbatoio sferico: 15.640 mm;
- Lamiere con spessore variabile da 35 mm a 37 mm in acciaio Fe510.2 KG;
- N.ro 9 Colonne in tubo $\varnothing_e$914x10 avente altezza totale 10.300 mm;
- Controventi a croce di S. Andrea: Tiranti in acciaio Fe37B realizzati con tondo $\varnothing$40 mm efficaci solo a trazione, con tenditore;
- Pressione di progetto: 18 kgf/cm^2.

Il serbatoio è caratterizzato da una classe d'uso IV e l'analisi viene condotta con riferimento ad una zona a bassa sismicità per affrontare la problematica della vulnerabilità di tali strutture anche nei confronti di sismi di bassa intensità. In particolare, il serbatoio si ritiene collocato nella zona di Taranto (zona III), e l'analisi viene quindi svolta con riferimento agli spettri di risposta elastici in accelerazione per lo stato limite SLV riportati in fig. 2.

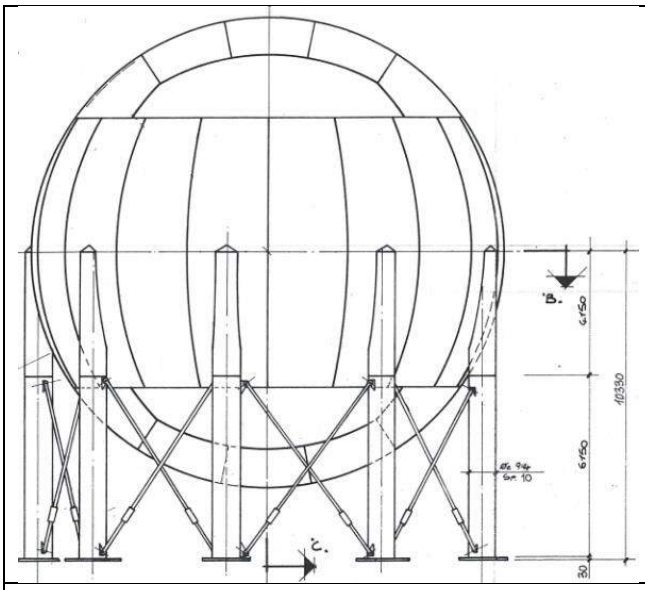


Figura 1. Serbatoio tipo Horton

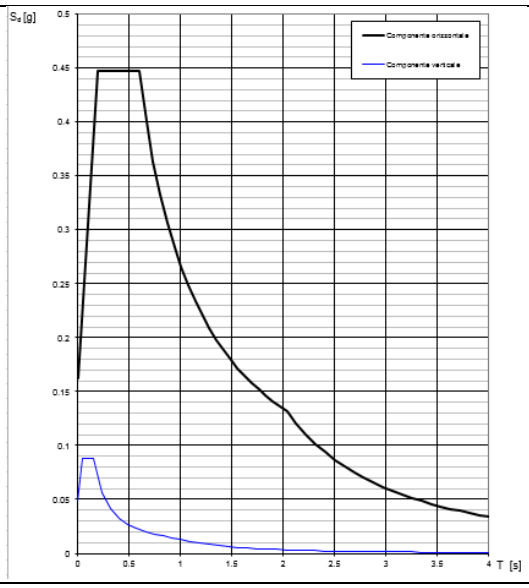


Figura 2. Spettri di risposta allo SLV

Il livello di liquido nel serbatoio è considerato pari al 90% della capacità max, pertanto verranno trascurati in questa analisi di vulnerabilità gli effetti di sloshing dovuti alla presenza del liquido, che verranno presi in esame in futuri approfondimenti del lavoro. Inoltre, dato che i collegamenti metallici non soddisfano in generale i requisiti di dettaglio per i particolari costruttivi previsti per le zone sismiche, si rappresenterà l'azione sismica direttamente tramite lo spettro elastico, il che equivale a considerare un fattore di struttura pari ad 1.
Lo studio è stato effettuato, con l'ausilio del software agli elementi finiti PRO_SAP RY2016(b), mediante analisi dinamica lineare che consiste:

- nella determinazione dei modi di vibrare della struttura (analisi modale);
- nel calcolo degli effetti dell'azione sismica, rappresentata dallo spettro di progetto, per ciascuno dei modi di vibrare individuati;
- nella combinazione di questi effetti utilizzando una combinazione quadratica completa.

2.1 Sintesi dei risultati

Nelle figure seguenti (figg. 3÷10) si riportano il modello FEM analizzato e, per le sole combinazioni di tipo sismico, le tensioni ideali nella calotta sferica calcolate con il Criterio di Tresca, le sollecitazioni e lo "sfruttamento" della capacità della sezione per i controventi e le colonne. Come si evince dai grafici, sia le colonne che i controventi non sono verificati nelle combinazioni sismiche (SLV); in particolare per le colonne lo sfruttamento della sezione risulta oltre il doppio di quello ammissibile (pari al 100%), e per i controventi lo sfruttamento della sezione risulta addirittura oltre tre volte maggiore.

Risulta quindi evidente la necessità, nel caso in cui si debba procedere al miglioramento/adeguamento sismico della struttura, di interventi di rilevante entità, e quindi la necessità di individuare la soluzione tecnico-economica più idonea [5]. Le alternative sono fondamentalmente quella di procedere in modo classico, adeguando con opportune tecniche le sezioni degli elementi strutturali non verificati, oppure quella di utilizzare le moderne tecniche di protezione sismica, che verranno brevemente discusse nel seguente paragrafo.

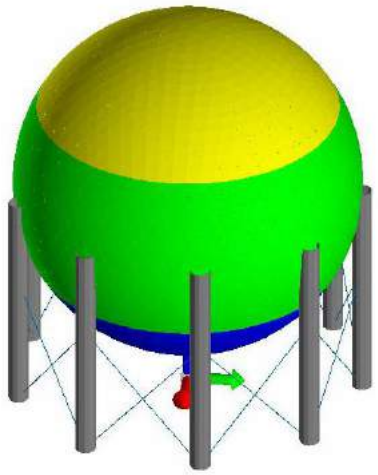


Figura 3. Modello di calcolo FEM

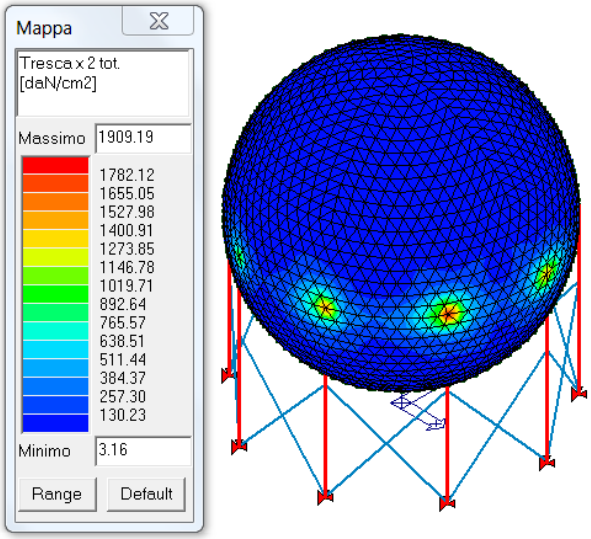


Figura 4. Tensioni totali ideali di Tresca

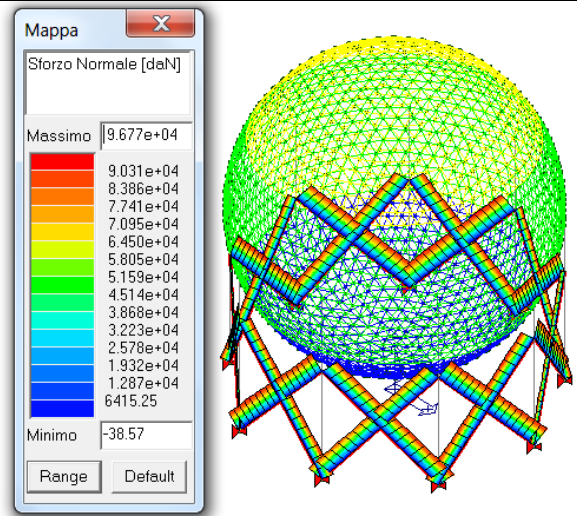


Figura 5. Sforzo normale nei controventi

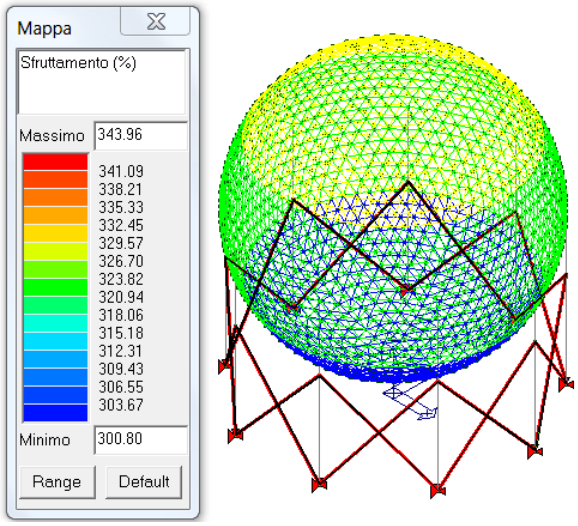


Figura 6. Sfruttamento dei controventi

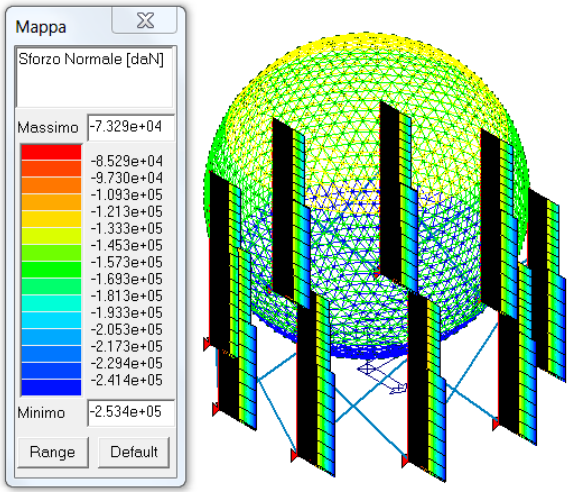


Figura 7. Sforzo normale nelle colonne

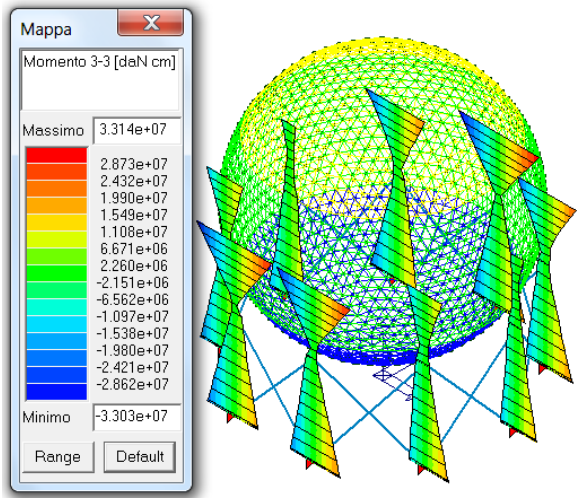


Figura 8. Momento flettente nelle colonne

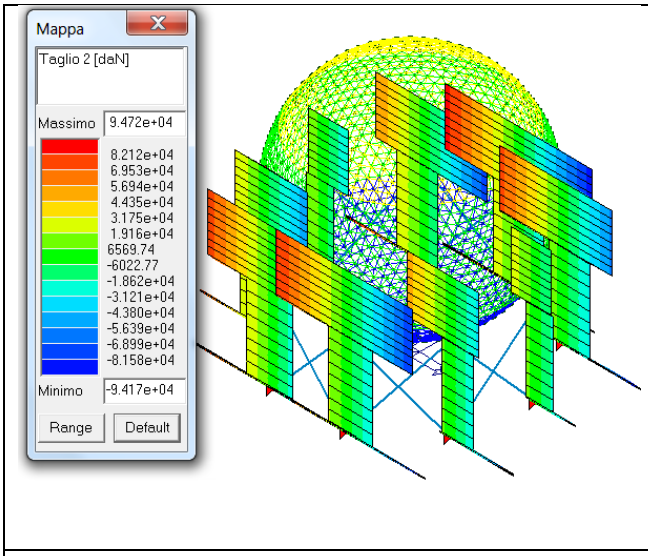


Figura 9. Taglio T2 nelle colonne

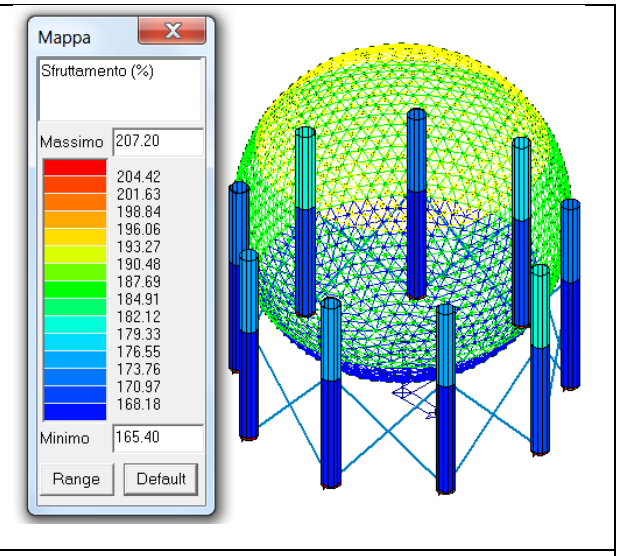


Figura 10. Sfruttamento delle colonne

3 Tecniche moderne di protezione sismica

Un aspetto di rilievo delle nuove norme tecniche [c, d] consiste nell'aver finalmente disciplinato l'impiego delle tecniche più avanzate di protezione sismica, comprendenti l'isolamento alla base e l'impiego di sistemi di dissipazione energetica [2, 4, 5]. Nel recente passato, infatti, la mancanza di un riferimento normativo ha di fatto impedito l'impiego di tali tecniche nel nostro Paese, al contrario di quanto avveniva negli altri Paesi industrializzati. Si tratta tecniche relativamente innovative, applicabili sia in fase di realizzazione di nuove costruzioni ma anche per l'adeguamento di costruzioni esistenti, che consentono essenzialmente di limitare in modo sostanziale le deformazioni degli elementi strutturali. L'efficacia con la quale un certo dispositivo è in grado di assolvere tale compito dipende dalle caratteristiche della struttura di base, da quelle del dispositivo, dagli elementi di connessione, dalle caratteristiche dell'azione sismica e dallo stato limite che si considera. Data la notevole variabilità di ciascuno di questi aspetti, è usualmente necessario eseguire accurate analisi dinamiche non lineari della risposta della costruzione [3, 7] per determinare quale particolare sistema di protezione si adatti meglio alle necessità del caso.

Le tecniche di isolamento sismico consistono, sostanzialmente, nell'introdurre tra sovrastruttura e terreno opportuni apparecchi d'appoggio dotati di elevata rigidezza ai carichi verticali e limitata rigidezza ai carichi orizzontali; a tal fine è in genere richiesta la realizzazione di una sottostruttura.

Con l'inserimento degli isolatori sismici si consegue un sostanziale disaccoppiamento, tra moto della sottostruttura (che segue rigidamente il moto del terreno) e moto della sovrastruttura, così da ridurre drasticamente la trasmissione alla sovrastruttura dell'energia cinetica associata al sisma.

Una classificazione dei sistemi di isolamento può farsi sulla base del sistema costruttivo impiegato per conseguire la limitata rigidezza ai carichi orizzontali necessaria a garantire il disaccoppiamento sopra illustrato; in tal modo, si individuano sostanzialmente le seguenti tre tipologie di isolatori:

- isolatori in materiale elastomerico ed acciaio,
- isolatori elastoplastici,
- isolatori a scorrimento o a rotolamento.

Gli isolatori in materiale elastomerico ed acciaio sono costituiti da strati alternati di materiale elastomerico (gomma naturale o materiali artificiali idonei) e di acciaio; l'acciaio

svolge una funzione di confinamento dell'elastomero riducendone la deformabilità per carichi ortogonali alla giacitura degli strati (carichi verticali), lasciandolo invece fortemente deformabile per carichi paralleli alla giacitura degli strati (carichi orizzontali). Gli isolatori elastoplastici sono costituiti da elementi che si mantengono in campo elastico in presenza di soli carichi verticali ed invece plasticizzano in presenza di azioni orizzontali superiori ad una soglia prefissata. Infine gli isolatori a scorrimento o a rotolamento sono costituiti rispettivamente da appoggi a scorrimento (acciaio-teflon) o a rotolamento (su rulli o sfere), caratterizzati tutti da bassi valori delle resistenze per attrito.
Per contenere l'entità degli spostamenti subiti dalla sovrastruttura isolata, è sempre necessario garantire la presenza di un significativo smorzamento (>5% dello smorzamento critico). Nel caso degli isolatori in materiale elastomerico ed acciaio e degli isolatori elasto-plastici, il comportamento fortemente isteretico del materiale elastomerico o dell'acciaio plasticizzato è spesso sufficiente ad assicurare il necessario smorzamento mentre, nel caso degli isolatori a scorrimento o a rotolamento, è necessario disporre, in parallelo agli isolatori, opportuni dissipatori di energia [1].
Lo scopo del controllo passivo mediante l'impiego di specifici dispositivi di dissipazione (supplementare) passiva di energia (PED, Passive Energy Dissipation) [3] è di ridurre quanto più possibile il danno nel sistema strutturale portante dissipando la maggior quantità possibile di energia introdotta dal sisma.
I sistemi di dissipazione supplementare di energia possono avere varie forme e dissipare energia attraverso vari meccanismi tra i quali la plasticizzazione di elementi metallici, la viscoelasticità di materiali come la gomma, la compressione di un fluido viscoso obbligato a passare tramite fori, e lo scorrimento ad attrito. Quindi ogni tipologia di dispositivi di dissipazione supplementare passiva di energia è basata su uno specifico fenomeno fisico-meccanico a seconda del quale è in grado di influenzare, in modo differente, la risposta dinamica del sistema strutturale principale. Dopo un evento sismico i dissipatori, i quali non hanno funzione statica, vengono in genere sostituiti lasciando la struttura priva di danno.
Una classificazione dei sistemi di dissipazione di energia può farsi sulla base del meccanismo utilizzato per realizzare la dissipazione energetica; in tal modo, si individuano sostanzialmente tre tipi di dissipatori:
- dissipatori visco-elastici;
- dissipatori elasto-plastici;
- dissipatori ad attrito.

I dissipatori visco-elastici sfruttano il comportamento viscoso di taluni materiali (solitamente materie plastiche, oli minerali, silicone) per dissipare energia; i dissipatori elasto-plastici sfruttano la plasticizzazione di materiali metallici (acciaio, piombo) per dissipare energia in cicli di isteresi; i dissipatori ad attrito dissipano energia sfruttando i fenomeni di attrito che nascono tra superfici metalliche, opportunamente trattate, in scorrimento relativo tra loro.
La differenza sostanziale tra la soluzione dell'isolamento alla base e quella della di dissipazione supplementare, è facilmente comprensibile analizzando in che modo tali dispositivi modificano la domanda sismica della struttura su cui vengono installati. Infatti, ricordato che lo spettro di progetto presenta picchi spettrali per periodi bassi, l'isolamento ha come effetto quello di aumentare il periodo fondamentale della struttura, allontanandolo dai valori corrispondenti alle massime accelerazioni spettrali. La dissipazione invece diminuisce il periodo fondamentale della struttura, ed il suo effetto favorevole dipende essenzialmente dall'abbassamento delle ordinate spettrali a seguito dell'aumento dello smorzamento. I sistemi di dissipazione, infatti, sono in grado di limitare fortemente gli effetti in termini di spostamenti di interpiano e, quindi, di danno strutturale conseguente.

4 Conclusioni

Attraverso l'esempio applicativo esaminato, si è affrontato il problema della verifica di vulnerabilità sismica di una parte di un impianto-tipo, come potrebbe essere necessario da parte di un Gestore di uno stabilimento a seguito di un'analisi dettagliata sulle criticità connesse con gli scenari di rischio sismico anche nel corso delle istruttorie dei Rapporti di Sicurezza.
L'analisi ha mostrato che anche nel caso di impianti situati in zone a bassa sismicità possono evidenziarsi forti criticità. Tali criticità possono essere superate, oltre che con un adeguamento delle sezioni strutturali, anche attraverso l'impiego di tecniche di isolamento sismico e di dissipazione sismica ai serbatoi o a parti di impianti industriali. Ciò, fermo restando l'opportunità dell'utilizzo di nuove tecnologie e di standard di progettazione di nuova generazione per i nuovi stabilimenti o parti di essi, adeguandosi alle vigenti norme di legge.
Gli approcci innovativi possono essere, spesso, gli unici competitivi, puntando sugli avanzamenti tecnologici in ambito di sicurezza sismica, in coerenza con quanto richiesto nelle procedure previste dal nuovo decreto come miglioramenti e metodi di prevenzione degli incidenti rilevanti, nelle misure di protezione e di intervento per evitare e/o limitare le conseguenze.

Bibliografia

[1] Attanasi G, Auricchio F, Fenves GL. Feasibility assessment of an innovative isolation bearing system with shape memory alloys. Journal of Earthquake Engineering. 2009;13(supp 1):18-39.

[2] Braga F, Buttarelli F, Dell'Asta A, Salvatore W. Protezione sismica di edifici esistenti in c.a. con controventi dissipativi in acciaio. Dario Flaccovio Editore, 2015.

[3] Castellano A, Foti P, Fraddosio A, Marzano S, Mininno G, Piccioni MD. Seismic response of a historic masonry construction isolated by stable unbonded fiber-reinforced elastomeric isolators (SU-FREI). Key Engineering Materials. 2015;628:160-167.

[4] Christopoulos C, Filiatrault A. Principles of Passive Supplemental Damping and Seismic Isolation. IUSS PRESS, 2006.

[5] Conversa N. Adeguamento sismico di un serbatoio sferico metallico (sfera Horton). Tesi di laurea magistrale in Ingegneria Civile – Indirizzo Strutture - Politecnico di Bari. A.A. 2015/2016.

[6] Kelly JM. Earthquake-Resistant Design with Rubber, 2nd edition, Springer-Verlag, 1996.

[7] Ordoñez D, Foti D, Bozzo LM. Comparative Study of the Inelastic Structural Response of Base Isolated Buildings. Earthquake Engineering and Structural Dynamics. 2003;32:151-164.

Riferimenti Normativi

[a] DECRETO LEGISLATIVO n. 105 del 26 giugno 2015 - attuazione della Direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose – Seveso III.

[b] DECRETO LEGISLATIVO n. 26 del 15 febbraio 2016 - attuazione della Direttiva 2014/68/UE del 15 maggio 2014 – Direttiva PED (*Pressure Equipment Directive*)

concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relativa alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione.

[c] Norme Tecniche per le Costruzioni, D.M. 14 gennaio 2008 - G.U. n.29 del 4 febbraio 2008.

[d] CIRCOLARE 2 febbraio 2009, n. 617 - Istruzioni per l'applicazione delle 'Nuove norme tecniche per le costruzioni' di cui al decreto ministeriale 14 gennaio 2008. (GU n. 47 del 26-2-2009 - Suppl. Ordinario n.27).

Protezione e ripristino anticorrosivo di scambiatori di calore e condensatori in centrali elettriche, raffinerie ed impianti petrolchimici

S. Turrin*, R. Grassetti*

*GMA s.r.l.

Sommario

Gli scambiatori di calore a fascio tubiero e i condensatori sono tra le apparecchiature in pressione più diffuse all'interno degli impianti petrolchimici, raffinerie e centrali di generazione dell'energia; si tratta di componenti critiche dell'impianto, ove dal loro corretto funzionamento dipende l'affidabilità e l'efficienza di tutto il ciclo produttivo.
Una corretta scelta della metallurgia da adottare, in funzione dei parametri di processo è l'elemento cardine nella loro progettazione; i sistemi di resine anticorrosive Phencote adottati dalla G.M.A. consentono di ottimizzare i materiali impiegati, o, direttamente in impianto, di ovviare a problematiche corrosive che si siano manifestate in esercizio. Fra queste possiamo citare: corrosione galvanica e bimetallica, erosione, sovra velocità e cavitazione.
I possibili approcci, coperti da brevetti internazionali, spaziano dalla protezione in alto spessore delle piastre tubiere, al rivestimento su piena lunghezza delle superfici interne dei tubi, impiegando resine epossidiche e fenoliche termoindurenti, in grado di resistere a fluidi aggressivi ed alte temperature.
Gli studi e le sperimentazioni svolte hanno mostrato effetti benefici a medio termine sullo scambio termico, grazie al limitato spessore del film e ad una globale riduzione dei fenomeni da sporcamento.
In decenni di esperienza queste soluzioni sono state adottate in numerosi impianti in Italia e all'estero, raccogliendo feedback positivi a lungo termine. Fondamentale in tal senso è il monitoraggio di tutte le fasi del processo di applicazione secondo standard internazionali ad opera di ispettori qualificati e lo svolgimento di accurati controlli a fine lavorazioni.

1. Introduzione

Anni di ricerca e applicazioni reali nel campo dei rivestimenti anti-corrosivi per la prevenzione e l'eliminazione dei fenomeni corrosivi ed erosivi di componenti di impianto ed in particolare di condensatori e scambiatori di calore, hanno portato allo sviluppo di tecnologie brevettate per il rivestimento in alto spessore delle piastre dei fasci tubieri (Phencote 2000 TS), il rivestimento delle casse d'acqua (Phencote HR60 WB) ed il rivestimento delle superfici interne dei tubi utilizzando resina Phencote HR60 TL, che può essere applicata sia a tubi di ingresso / uscita utilizzando una pistola a spruzzo speciale, o su tutta la lunghezza mediante una macchina di verniciatura semiautomatica brevettata.

1.1 Corrosione negli scambiatori di calore

Gli scambiatori sono continuamente esposti, dal lato refrigerante, ad un ambiente sporco e aggressivo (cloruri, solfuri, sabbia e fango) e sono particolarmente suscettibili allo sporcamento ed alla corrosione dei tubi. Lo sporcamento aumenta la resistenza allo scambio termico, diminuendo il rendimento dell'apparecchiatura e innescando processi corrosivi sotto deposito (Fig. 1).

La corrosione non controllata causa perdite di spessore, indebolimento strutturale e avarie dei tubi con formazione di forature. Inoltre, i tubi in lega di rame risultano anche soggetti ad erosione. Questa è causata da un flusso turbolento, il quale può essere causato agli imbocchi da un flusso troppo veloce, o da corpi estranei incastrati all'interno dei tubi (Figg. 2, 3).

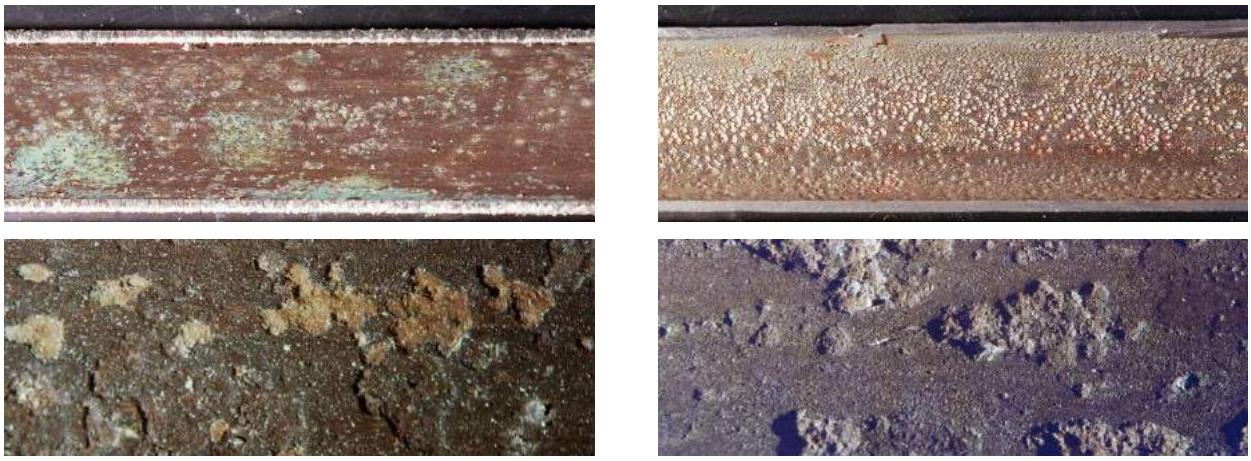


Figura 1. Corrosione in un tubo di 70/30 Cu-Ni dopo tre anni di esercizio in acqua salmastra. In alto a sinistra, in condizioni originali il tubo dimostra prodotti di corrosione e altri depositi. In alto a destra, i depositi sono stati rimossi, mettendo alla luce numerose vaiolature. In basso a sinistra, ingrandimento 6x dei prodotti di corrosione; in basso a destra, ingrandimento 6x dopo la rimozione dei depositi.

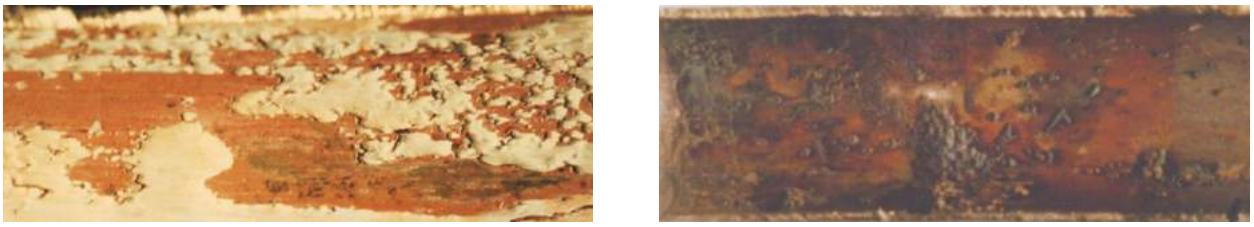


Figura 2. A sinistra, erosione causata da sovra-velocità e conseguente turbolenza all'imbocco di un tubo in lega di rame. A destra, grave erosione/corrosione in un tubo di ottone.



Figura 3. A sinistra, foratura causata dalla presenza di un balano in un tubo di condensatore in Cu/Ni; a destra, foratura causata dall'accumulo di calcare (tinto di verde per la presenza di solfati) in un tubo in Al-brass.

2. Il sistema PHENCOTE

Il sistema Phencote è una soluzione efficace rapida e duratura ai problemi interni dei tubi che previene i danni causati da sporcamento, corrosione, erosione e cavitazione e consiste nell'applicazione di resine di natura fenolica, epossidica o epossi-fenolica sulle superfici delle piastre tubiere, imbocco/interno tubi e casse acqua degli scambiatori di calore o condensatori.
Queste resine presentano una elevata resistenza chimica che ne permette l'immersione in qualunque tipo di acqua ed una resistenza alla temperatura operativa fino a 100°C (nel caso di resina epossidica Phencote HR60TL) o 180°C (resine fenoliche Phencote 11 e 19DR), per un sistema compatibile con bonifiche degli scambiatori a alto mantello.
Il rivestimento dell'imbocco/interno tubi del fascio tubiero può essere realizzato per diametri interni a partire da 13 mm e di lunghezza complessiva fino a 24 m.
Il tempo di applicazione del rivestimento rientra nei limiti della durata di una comune fermata data la rapidità dell'applicazione (0.4 m/s) da 30 µm a 250 µm con la nostra macchina semi-automatica brevettata

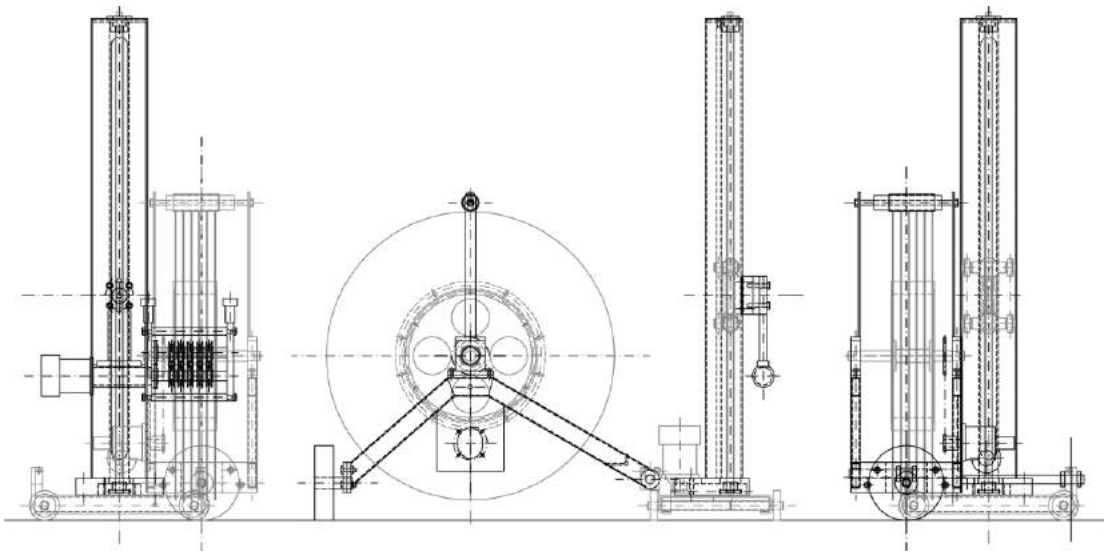


Figura 4. Disegno costruttivo della macchina semi-automatica di verniciatura interna dei tubi dei fasci tubieri.

La macchina semi-automatica di verniciatura è costituita da cinque sonde mobili che vengono inserite all'interno dei tubi; le sonde, scorrendo ad una velocità di circa 0.4-0.5 m/s, spruzzano a bassa pressione, ed in modo uniforme il prodotto verniciante su tutta la superficie interna del tubo con uno spessore di circa 50 micron, tale da non alterare significativamente la capacità di scambio termico delle attrezzature.

2.1 Mantenimento scambio termico

Un fattore decisivo nella scelta fra rivestimento e ritubatura riguarda l'effetto del film di resina sullo scambio termico. Possiamo dimostrare che lo scambio termico è alterato in misura notevolmente ridotta dal rivestimento (Grassetti & Doria, 2000); infatti, la maggior parte della resistenza allo scambio termico deriva dalla presenza di uno strato limite e dallo sporcamento sul lato acqua dei tubi.

G.M.A. ha svolto delle campagne di test in impianto per confrontare il rendimento di uno scambiatore non rivestito e rivestito; i dati derivanti da questa sperimentazione sono stati poi elaborati dagli ingegneri dell'università di Trieste.
Da questo studio si è ricavato un valore di riduzione dello scambio termico pari al 2% (nel caso di coating con spessore di 60-80micron) e del 8% (nel caso di coating con spessore di 200-220 micron)

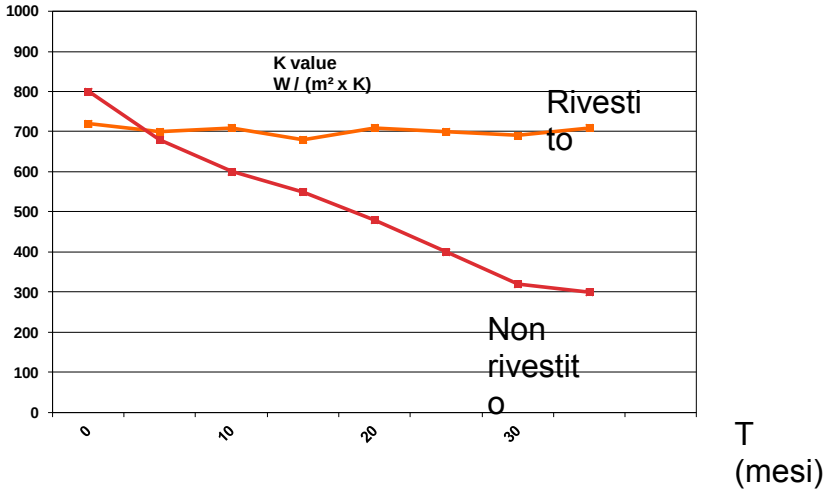


Figura 5. Confronto dell'andamento della conducibilità termica per tubi rivestiti e tubi non rivestiti.

Il rivestimento ha un effetto positivo sulla riduzione dello sporcamento a lungo termine. Poiché l'energia superficiale della resina è più bassa di quella del metallo, le particelle di sporco e gli organismi acquatici non riescono ad aderire alla superficie ed il normale flusso dell'acqua è sufficiente a tenere puliti i tubi.
I dati ottenuti hanno dimostrato che la resistenza allo scambio termico è leggermente superiore nei tubi rivestiti rispetto a quelli non rivestiti; la minor frizione ed energia superficiale comporta un minore sporcamento dei tubi rivestiti, mentre il rendimento di quelli non rivestiti declina rapidamente.

2.2 Applicazione del sistema PHENCOTE – ALTO SPESSORE e IMBOCCO TUBI

Il rivestimento alto spessore delle piastre tubiere si realizza mediante l'applicazione di uno strato di resina Phencote HR60 "primer" e uno strato di Phencote 2000 con spessore finale di 3-5 mm. Questo strato resinoso protettivo riesce a ripristinare le piastre danneggiate dalla corrosione e impedire l'evolversi dei fenomeni corrosivi futuri. Provvede inoltre a isolare elettricamente la piastra dagli effetti di corrosione galvanica generata dal contatto di metalli con differente grado di nobiltà.
Il rivestimento degli imbocchi tubo ripristina e protegge la superficie di imbocchi deteriorati da corrosione, erosione, impingement ed inoltre risolve problemi dovuti a flusso eccessivamente rapido, cavitazione, turbolenza ed azione abrasiva delle particelle in sospensione riportando l'imbocco a condizioni ottimali dal punto di vista idrodinamico. Il profilo a variazione continua del rivestimento non presenta i problemi connessi agli inserti in plastica o metallici (spostamento anziché eliminazione del problema; effetto pila).
Il rivestimento degli imbocchi tubo sulle piastre tubiere di scambiatori si realizza mediante l'applicazione di più strati di resina con spessore finale di 200 micron utilizzando una specifica pistola di verniciatura a spruzzatura radiale.

- Preparazione della superficie della piastra tubiera, mediante processo di sabbiatura, sino al grado di pulizia SA2.5-3 ed una rugosità di Rz>50micron, e degli imbocchi del fascio tubiero fino a rimozione completa degli ossidi e/o depositi presenti con utilizzo di graniglia abrasiva di tipo asilicogeno, di granulometria compresa fra 0.5 e 2.0 mm con un grado di pulizia finale a SA2.5-3 e rugosità Rz ≥ 25 µm, secondo DIN 4768.
- Controlli ispettivi intermedi dell'attività di sabbiatura:
  - Visual (ISO 8501-1)
  - Roughness (ISO 8503-4), utilizzando la sonda Mitutoyo SJ-201P
  - Dust (ISO 8502-3)
- Subito dopo la fase di sabbiatura, inserimento dei tappi speciali di materiale plastico a profilo svasato per la tappatura dei tubi;
- Applicazione di uno strato di resina Phencote HR 60 "primer" con la funzione di favorire l'adesione al substrato metallico da rivestire, mediante il riempimento di piccoli difetti, asperità o convessità, ed omogeneizzando la superficie;
- Applicazione, mediante spatolatura, di uno strato di elevato spessore (>3-5 mm) di resina epossidica Phencote 2000. A completamento della reticolazione della resina, la superficie viene smerigliata con levigatrice angolare e dischi di opportuna grana ed i tappi vengono rimossi;
- Applicazione di 4 strati di resina Phencote HR 60 TL mediante pistola a spruzzatura radiale, per una profondità di 300 mm sino ad ottenere uno spessore finale a scalare fino a 200 micron (circa 50 micron ogni mano) in corrispondenza degli imbocchi
- Controlli visivi, individuazione di eventuali discontinuità, imperfezioni o inclusioni di materiali.
  - Dry film thickness (ISO 2808, ISO 12944, SSPC-PA2)
  - Coating adhesion con tester Pull-Off Elcometer (ISO 4624)
  - Holiday detection (spark test in accordo con le disposizioni NACE SP0188)



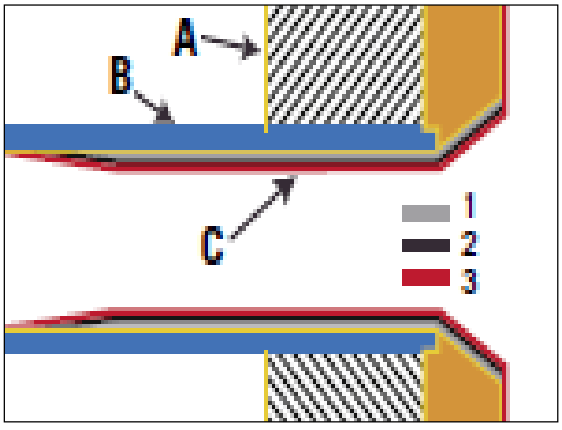


Figura 6. Aspetto finale delle piastre tubiere a seguito del trattamento PHENCOTE alto spessore e IMBOCCO TUBI.

Figura 7. Applicazione film protettivo mediante pistola a spruzzatura radiale.
A: piastra del fascio tubiero
B: tubo del fascio
C: microfilm di rivestimento in Phencote HR60TL

2.3 Applicazione del sistema PHENCOTE – INTERNO TUBI

Il sistema Phencote per rivestimento interno tubi è una soluzione efficace rapida e duratura ai problemi interni dei tubi che previene i danni causati da sporcamento, corrosione, erosione e cavitazione.
Efficace per l'immersione in ogni tipo di acqua con rapida applicazione (0.4 m/s) da 30 µm a to 250 µm con una macchina semi-automatica brevettata. Temperature operative fino a 100°C (con resina epossidica Phencote HR60TL) e fino a 180° (resine fenoliche Phencote 11 e 19DR). È possibile rivestire qualunque fascio con tubi di diametro interno a partire da 13 mm e di lunghezza massima fino a 24 m.

- Preparazione delle superfici interno tubi, mediante processo di sabbiatura, sino al grado di pulizia SA2.5-3 ed una rugosità di Rz>15micron, al fine di rimuovere completamente ossidi e depositi presenti e realizzare un profilo tale da consentire una perfetta adesione dei materiali da applicare.
  Se i tubi del fascio presentano una lunghezza <6mt si procede con l'inserimento della spingarda tradizionale in testa e in coda al tubi; se il fascio presenta una lunghezza maggiore, si procede all'utilizzo di speciali sonde con testa granagliante.
- Controlli ispettivi intermedi dell'attività di sabbiatura:
  - Visual (ISO 8501-1)
  - Roughness (ISO 8503-4), utilizzando la sonda Mitutoyo SJ-201P
  - Dust (ISO 8502-3)
- Subito dopo la fase di sabbiatura, applicazione dello strato di resina Phencote mediante macchina semi-automatica a spruzzatura radiale, per tutta la lunghezza del tubo.
- Controlli visivi, individuazione di eventuali discontinuità, imperfezioni o inclusioni di materiali;
  - Dry film thickness (ISO 2808, ISO 12944, SSPC-PA2)
  - Holiday detection (spark test in accordo con le disposizioni NACE SP0188)

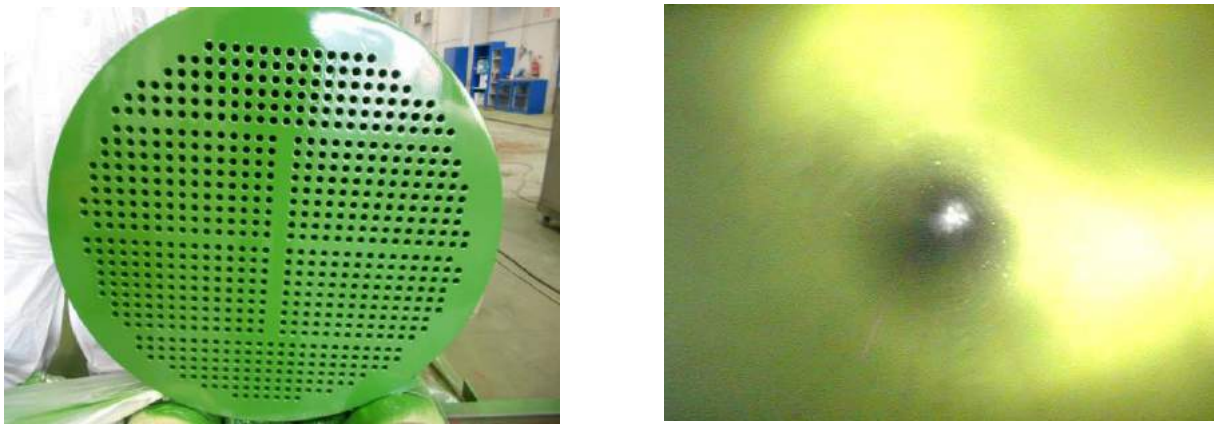


Figura 8. Aspetto finale delle piastre tubiere a seguito del trattamento PHENCOTE interno tubi.

3. Casi di studio

3.1 Centrale nucleare del Belgio

Rivestimento delle piastre tubiere, degli imbocchi tubo e delle casse acqua della batteria di scambiatori della rete servizi "CRM" del unità 2 (2012) e dell'unità 3 (2009) mediante sistema Phencote Alto Spessore, Phencote HR60TL e Phencote HR60 WB.

Scambiatori sottoposti a controlli CND in fermata 2015-2016 con esito positivo sullo stato di conservazione e funzionamento del rivestimento.
Gli 8 scambiatori rivestiti presentano:

- Numero di tubi: 2976
- Diametro interno dei tubi: 20 mm
- Diametro esterno dei tubi: 22 mm
- Materiale costituente i tubi: ASTM B111 Alloy 687



Figura 9. Aspetto delle piastre tubiere e degli imbocchi tubo prima del trattamento Phencote: presenza di importanti fenomeni erosivi degli imbocchi e delle piastre.



Figura 10. Inserimento dei tappi a profilo svasato a seguito del trattamento di sabbiatura e controlli intermedi CND.

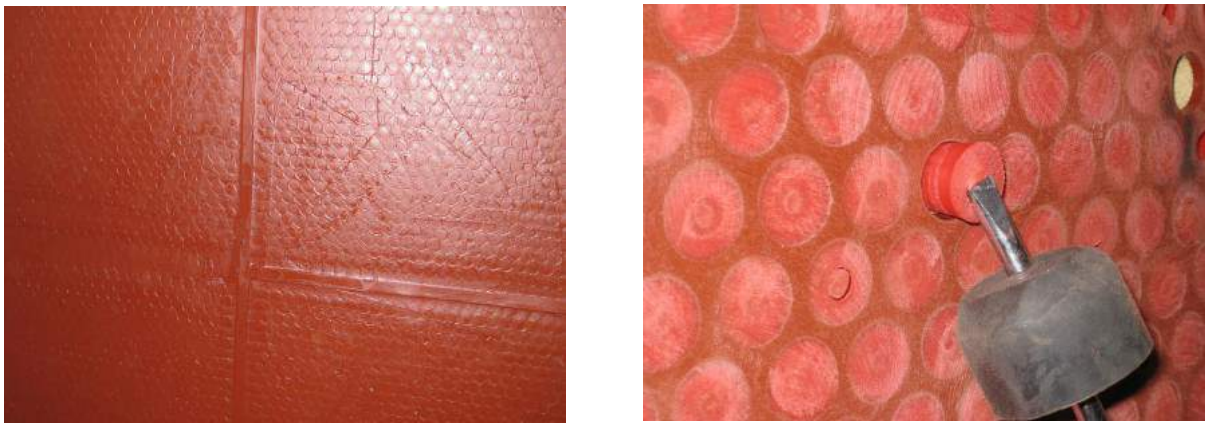


Figura 11. Spatolatura del rivestimento A.S. in Phencote 2000 e successiva rimozione dei tappi a profilo svasato.



Figura 12. Aspetto della piastra tubiera a seguito dell'applicazione del rivestimento Phencote 2000 in alto spessore e successivo ciclo di rivestimento imbocco tubi con pistola radiale.

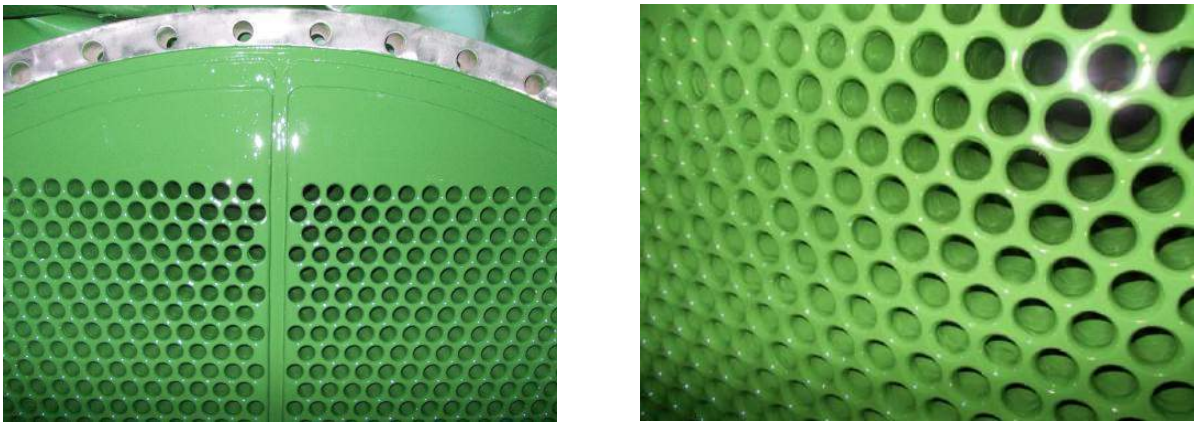


Figura 13. Aspetto finale della piastra tubiera a seguito dell'applicazione del rivestimento Phencote in alto spessore e rivestimento imbocco tubi.

3.2 Stabilimento petrolchimico di Ferrara

Rifacimento del rivestimento delle piastre tubiere, degli imbocchi tubo e delle casse acqua della batteria di scambiatori di raffreddamento E-503 A-C (2015) mediante sistema Phencote alto spessore, Phencote HR60TL e Phencote HR60 WB.
I due scambiatori E503A-C sono stati costruiti nel 2002 e, al tempo, sono stati oggetto di un trattamento anticorrosivo lato acqua di raffreddamento mediante sistema resine Phencote.
Un'ispezione svolta nel corso della fermata impianti di settembre-ottobre 2015 ha denotato un parziale e fisiologico degrado del rivestimento preesistente che, nonostante i 13 anni di esercizio, presentava ancora adeguate proprietà protettive.
I 2 scambiatori rivestiti presentano:

- Numero di tubi: 1754
- Diametro interno dei tubi: 19,86 mm
- Diametro esterno dei tubi: 25,40 mm
- Materiale costituente i tubi: Acciaio Carbonio

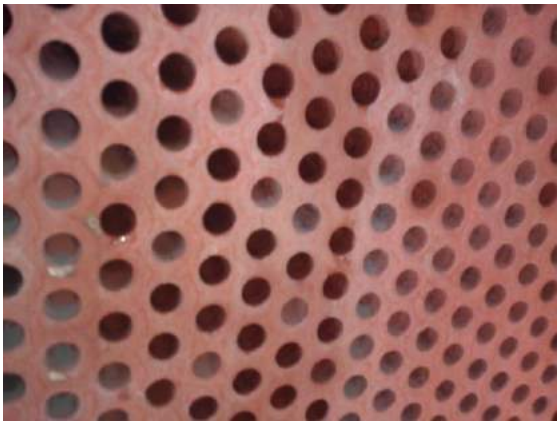
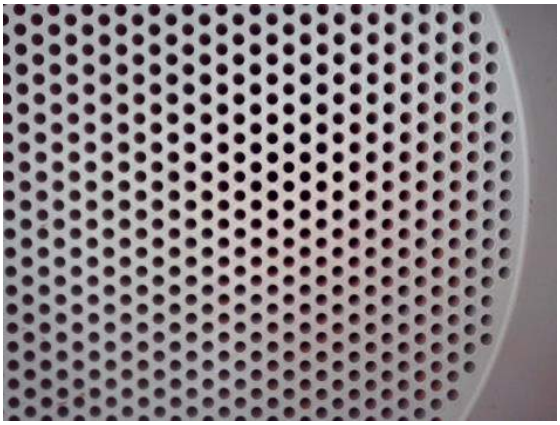



Figura 14. A sinistra aspetto delle piastre tubiere trattate con sistema Phencote nel 2002 e aspetto delle piastre tubiere e dell'interno tubi a seguito del processo di sabbiatura.




Figura 15. Fase di applicazione del rivestimento Phencote interno tubi mediante macchina semi-automatica di verniciatura. Attività eseguita direttamente in impianto.





Figura 16. Video-endoscopia, verifica spessimetrica del rivestimento realizzato e controlli di porosità per la continuità del rivestimento.

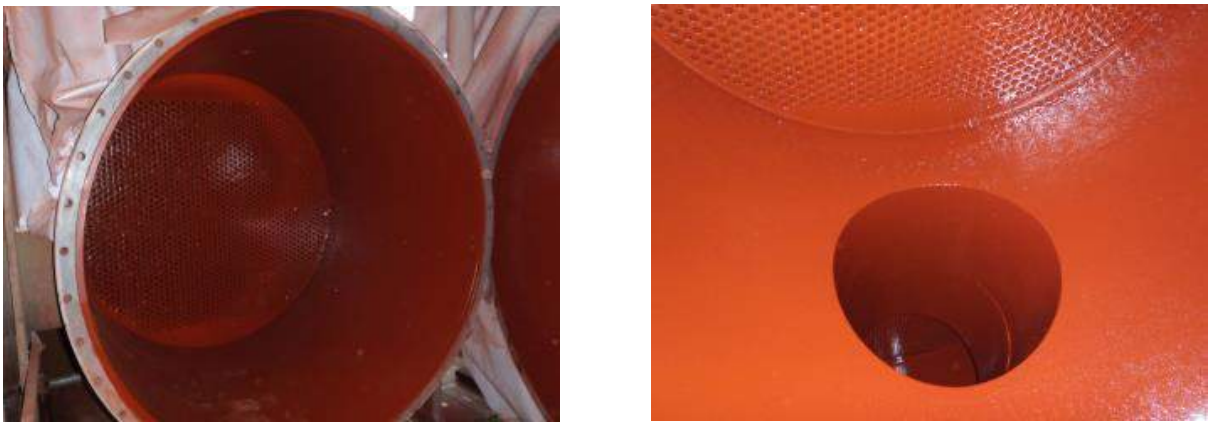


Fig. 17. Aspetto finale dell'intervento di rivestimento Phencote di interno tubi, piastre e casse acqua della batteria di scambiatori E503A/C.

5. Bibliografia

[1] Grassetti R, Doria S. Protection of heat exchangers by means of coating their internal surface. CORROSION ITALIA 2003, Taormina, Italia

[2] Grassetti R, Doria S. Ottenere l'efficienza dello scambio termico degli scambiatori a fascio tubiero. Manutenzione, Tecnica e Management. 6/2000, 51-54

[3] Cornwell F, Wildsmith G, Gilbert P. Pitting Corrosion in Copper Tubes in Cold Water Service. In: Baboian R, France W, Rowe L, Rynewicz J. Galvanic and Pitting Corrosion Field and Laboratory Studies. 1976

[4] Woodruff B. Condenser tube coating as an alternative to retubing. EPRI Condenser Technology Conference, St Petersburg, Florida, USA. 1993

[5] Lustenader EL, Staub FW. Development Contribution to Compact Condenser Design, INCO.

Riutilizzo di una apparecchiatura in pressione dopo periodo di inattività

N. Terlizzi*, M. Locarno**, S. Quetti*, F. Perini*

*ATB Riva Calzoni
**Consulente Raffineria

Sommario

La presente memoria riguarda un intervento di ricondizionamento eseguito su di un reattore MDDW installato in raffineria destinato ad un nuovo servizio. Prima della messa in esercizio nella nuova destinazione la Committente ha richiesto di controllarne le condizioni in modo da verificare la idoneità per il nuovo utilizzo. Nel corso di una campagna di controlli sono state evidenziate mediante esame ultrasonoro sei aree in cui era necessario intervenire per eliminare alcune tipologie di difetti.
Per l'esecuzione dell'intervento si è resa necessaria la valutazione della:
- idoneità del reattore a rientrare in servizio dopo alcuni anni di inattività attraverso la verifica della sua struttura metallografica;
- fattibilità della riparazione direttamente nell'area dell'impianto rispetto all'alternativa della riparazione in stabilimento. La valutazione dei costi associati nelle due ipotesi e dei differenti aspetti operativi offerti dalle due tipologie di intervento, incluso lo studio delle problematiche per l'eventuale smontaggio dalla struttura, ha portato ad optare per la prima ipotesi.
Si è quindi proceduto a predisporre le procedure di ricondizionamento tenuto conto della localizzazione dei difetti.
Essendo l'apparecchio costruito alla fine degli anni '80, l'intervento è stato eseguito presentando la richiesta alle competenti autorità secondo l'applicabile normativa INAIL configurandosi come una riparazione e non una modifica che avrebbe comportato una rivalutazione secondo PED dell'intera apparecchiatura in pressione.
A livello operativo si è quindi esaminata la criticità per dover intervenire all'interno di spazi confinati in condizioni di sicurezza.
Si sono ottimizzati i parametri per l'esecuzione del trattamento termico locale di distensione post saldatura, la prova idraulica e i controlli finali prima della messa in esercizio garantendo durante tutti gli interventi la stabilità del reattore anche durante la fase di trattamento termico locale.

1. Introduzione

Il reattore MDDW Middle Distillate Dewaxing è stato costruito nel 1987 e installato nel 1988 in accordo alla raccolta VSR, S, M; è rimasto in servizio per 18 anni fino al 2006.
L'apparecchiatura ha un diametro interno di 2.850 mm, presenta uno spessore di mantello di 71 mm mentre lo spessore di fondi è di 38 mm, il peso a vuoto di 77 ton.
La pressione di bollo considerata è di 39,7 bar (Fig.1)
Il materiale con cui è stato costruito è ASTM A387 Gr 11 Cl 2 appartenente al gruppo SB3 nel campo di applicazione B (tabella S1.B.2 della Raccolta S).

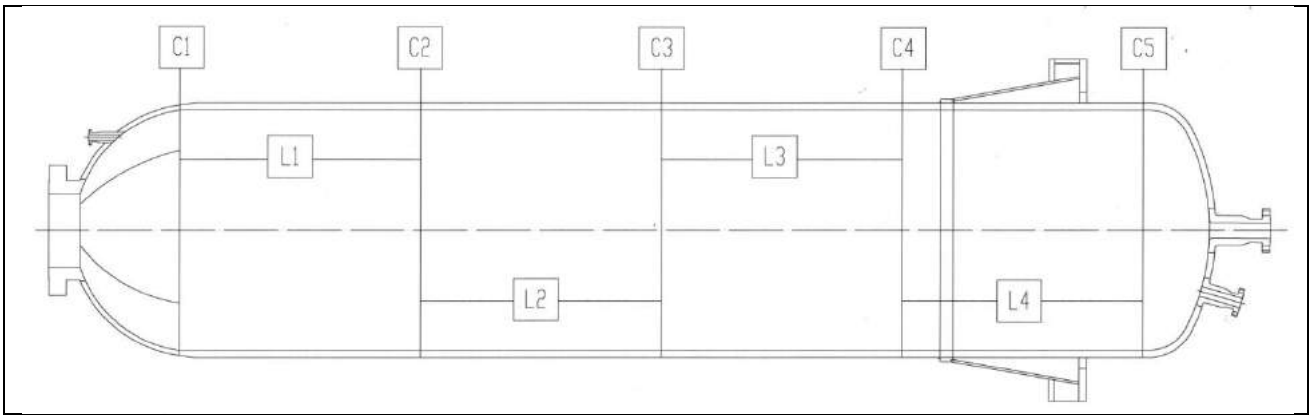


Figura1

2. Valutazione economica

In fase di analisi preliminare del lavoro si è valutata la convenienza economica della riparazione del reattore rispetto alla sua sostituzione con uno nuovo. Ovviamente questa seconda ipotesi avrebbe rappresentato un onere di investimento maggiore paragonabile a circa 5 volte il costo della sola riparazione.

L'esecuzione della riparazione poteva essere effettuata direttamente sull'impianto o in alternativa trasferendo l'apparecchio in officina. Questa ipotesi avrebbe comportato il costo aggiuntivo del trasporto, del sollevamento nonché della successiva ricollocazione sulla struttura di supporto. Questa operazione si sarebbe rilevata maggiormente complicata per la difficoltà di movimentazione dovuta alla presenza di un sottopasso ferroviario che doveva essere superato con un percorso complicato. L'onere di questa opzione sarebbe comunque risultato pari a circa il triplo del costo della riparazione in loco.

La decisione di scegliere l'intervento in raffineria è stata comunque deliberata basandosi sulla certezza che poteva essere garantito il livello qualitativo richiesto per questa apparecchiatura critica sia che fosse riparata in loco o in stabilimento.

3. Decisione di intraprendere l'intervento

A seguito della decisione della Committente di destinare il reattore ad una nuova unità desolforazione di distillati pesanti, si è deciso di effettuare una nuova serie di controlli preliminari per stabilire se il reattore era idoneo al nuovo impiego. L'analisi fit for service per valutare se poteva essere opportuno destinare questo apparecchio ad un nuovo servizio si è basata sull'analisi della struttura metallografica e sulla verifica della durezza condotta da un primario istituto di ricerca italiano.
Sono state identificate sul reattore 5 aree di indagine, due relative alle saldature longitudinali, una relativa ai fondi e due relative alle saldature circonferenziali.
Per ogni saldatura si sono studiate tre zone: il materiale base, la zona termicamente alterata e la zona saldata.
Sono state rilevate le seguenti strutture:
- il materiale base presenta una microstruttura composta da grani poligonali di ferrite con grani di perlite/bainite esente da evoluzioni microstrutturali (vedi fig.2)
- la zona termicamente alterata evidenzia una microstruttura di getto composta da dentriti bainitiche/ferritiche (vedi fig. 3)
- la zona fusa di saldatura ha una microstruttura di getto composta da dentriti bainitiche esente da evoluzioni microstrutturali (vedi fig.4)

Si può pertanto concludere sulla base dell'esame metallografico l'assenza di danneggiamenti e alterazioni di natura termica dovute agli anni di funzionamento.

Si sono quindi esaminati i valori di durezza riscontrati nelle stesse zone dell'indagine metallografica e sono stati rilevati i seguenti valori:

- materiale base MB durezza compresa tra 160 HV e 168 HV
- zona termicamente alterata ZTA 200 - 256 HV
- zona fusa ZF 226 – 251 KV

I valori rilevati in questa zona sono un po' più alti di quelli normalmente richiesti in ZTA e ZF =240 HB

Sulla scorta di questi riscontri si è deciso di iniziare l'intervento di riparazione per il riutilizzo dell'apparecchiatura.

ESAME MICROGRAFICO MEDIANTE REPLICHE



POS. R1: mat.base (MB) in acc. (A387 Gr.11 Cl.2)
Microstruttura nella norma composta da grani poligonali di ferrite e grani di perlite/bainite esente da evoluzioni microstrutturali.
X500

Figura 2

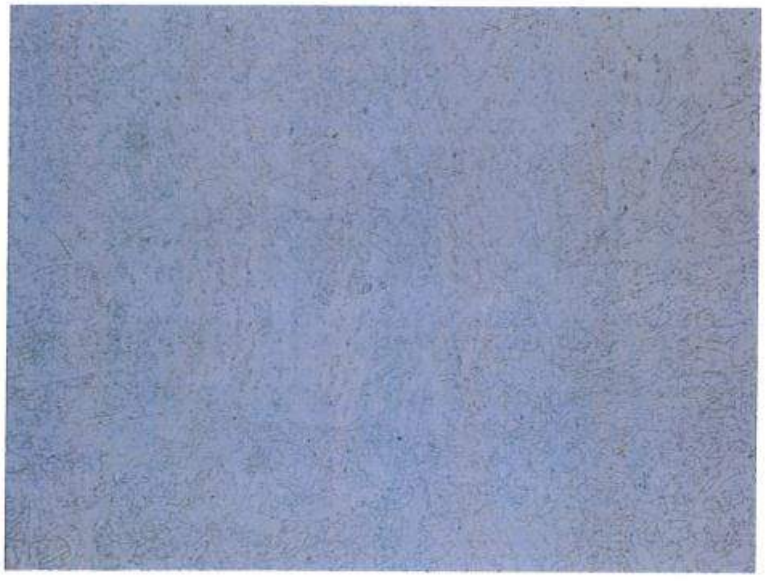
ESAME MICROGRAFICO MEDIANTE REPLICHE



POS. R1: zona termicamente alterata di saldatura (ZTA)
Microstruttura di getto composta da dendriti bainitiche/ferritiche
esente da evoluzioni microstrutturali.
X500

Figura 3

ESAME MICROGRAFICO MEDIANTE REPLICHE



POS. R1: zona fusa di saldatura (ZF)
Microstruttura di getto composta da dendriti bainitiche
esente da evoluzioni microstrutturali.
X500

Figura 4

4. Modalità dell'intervento

Si è pertanto deciso di effettuare la riparazione in loco. Ci si è posti quindi la domanda se per l'esecuzione delle riparazioni sulla apparecchiatura esercita in servizio idrogeno per 18 anni fosse necessario un trattamento preliminare di rimozione dell'idrogeno incluso all'interno della membratura del reattore realizzando cosi il trattamento di de-gasing. Si è ritenuto non necessario eseguire questo intervento in considerazione del lungo periodo trascorso dall'ultimo utilizzo, ipotizzando che l'idrogeno possa essere autonomamente diffuso anche a temperatura ambiente.

5. Indagine ultrasonora e caratterizzazione dei difetti

I difetti riscontrati durante i controlli non distruttivi ad ultrasuoni eseguiti nel 2014 e ripetuti nel 2015 estendendoli al 100% delle saldature hanno segnalato indicazioni che dovevano essere riparate secondo ASME VIII Mandatory Appendix 12 par.3.

Durante il controllo ripetuto di fine aprile 2015 è stata effettuata la completa mappatura dei difetti che si concentravano in tre saldature. Prima di iniziare la riparazione è stata svolta un'ulteriore indagine ultrasonora delle zone precedentemente segnalate per definire la tipologia dei difetti. Da considerare che i criteri di accettabilità e conseguentemente l'estensione delle aree da riparare sono diversi se si tratta di difetti volumetrici assimilabili a scoria o di difetti planari tipo incollatura/cricca.
La tipologia dei difetti riscontrati era per la maggior parte di tipo planare assimilabili ad incollatura o cricca. Per la calibrazione delle apparecchiature ultrasonore sono stati utilizzati fori con un diametro di 3 mm.

I difetti così evidenziati durante il controllo erano costituiti da discontinuità presenti in tre saldature circonferenziali per un totale di 6 riparazioni. Per due aree è stato necessario procedere alla riparazione dal lato interno e in questo caso è stato necessario rimuovere il deposito di weld overlay prima di iniziare le attività di riparazione (Tab. 1).

N° SALDATURA /INDICAZIONE	RIFERIMENTI INDICAZIONE				DIMENSIONI SOLCATURA			
	PUNTO 0	DISTANZA DAL PUNTO 0 (mm)	PROFONDITA' (mm)	LUNGHEZZA (mm)	PROFONDITA' (mm)	LUNGHEZZA (mm)	LARGHEZZA (mm)	LATO SOLCATURA (INT./EST.)
"C1" Indicazione 1	Saldatura Longitudinale Virola 2 (rotazione senso orario)	2900	25 ÷ 36 (da superficie esterna)	870	25	970	25	INTERNO
"C1" Indicazione 2	Saldatura Longitudinale Virola 2 (rotazione senso orario)	4470	10 ÷ 25 (da superficie esterna)	230	35	330	30	ESTERNO
"C1" Indicazione 3	Saldatura Longitudinale Virola 2 (rotazione senso orario)	6100	25 ÷ 36 (da superficie esterna)	350	25	400	35	INTERNO
"C3" Indicazione 1	Saldatura Longitudinale Virola 3 (rotazione senso anti-orario)	0	30 ÷ 40 (da superficie esterna)	540	50	680	40	ESTERNO
"C5" Indicazione 1	Saldatura Longitudinale Virola 4 (rotazione senso anti-orario)	4250	35 ÷ 45 (da superficie esterna)	90	55	270	30	ESTERNO
"C5" Indicazione 2	Saldatura Longitudinale Virola 4 (rotazione senso anti-orario)	4750	35 ÷ 45 (da superficie esterna)	50	60	240	35	ESTERNO

Tabella 1

6. Codice applicabile e modalità di gestione della pratica

In fase di realizzazione dell'intervento si è posto il problema dell'opportunità di effettuare la ri-certificazione PED dell'apparecchio o considerarla come semplice riparazione in accordo all'art. 14 del D.M. 329/04. Tenuto conto della non disponibilità dei materiali appartenenti alla stessa tipologia e colata di quelli utilizzati per effettuare eventuali nuove verifiche e del nuovo servizio sostanzialmente invariato si è proceduto a presentare la pratica al competente dipartimento INAIL certificandola come riparazione.

7. Saldatura di riparazione

Le saldature di riparazione hanno interessato 3 saldature circonferenziali realizzate con procedimento manuale impiegando elettrodi rivestiti E CrMo 1 B42 del diametro 4 mm, mentre per il ripristino di placcatura sono stati impiegati gli elettrodi in 309Cb (primo strato) e in 347 (strati successivi) sempre con diametro di 4 mm.

Prima di intervenire si è proceduto a tracciare la zona interessata dalla riparazione. L'eliminazione dei difetti dal lato esterno è stata eseguita mediante solcatura all'arco di carbone (Fot. 1) e successiva finitura con mole abrasive.



Fotografia 1

Si è successivamente predisposto tramite resistenze elettriche il richiesto preriscaldo dal lato opposto a dove si doveva intervenire con la riparazione.
Dal lato interno è stato inizialmente rimosso il rivestimento inox verificando con attacco acido (Fot. 2) la totale asportazione e successivamente si è proceduto alla rimozione dei difetti. Tutte le attività di rimozione interne sono state eseguite a mezzo mola.



Fotografia 2

Prima di procedere alla saldatura di riparazione si è provveduto ad eseguire un controllo visivo/dimensionale per verificare il raggiungimento della profondità indicata dal controllo ultrasonoro e lo stato superficiale dello scasso. Inoltre sono stati eseguiti liquidi penetranti per accertarsi della totale rimozione dei difetti (Fot 3 e 4).



Fotografia 3



Fotografia 4

Completata la saldatura di riparazione sono stati eseguiti i controlli ultrasonori e liquidi penetranti estendendosi per almeno 150 mm per lato.

Sulle riparazioni interne dopo controllo ultrasonoro e liquidi penetranti conforme si è proceduto a ripristinare il rivestimento inox. Completato il ripristino sono stati eseguiti i controlli di aderenza mediante esame ultrasonoro e di integrità superficiale mediante liquidi penetranti.

8. Metodologia di trattamento termico

Il materiale e il servizio in ambiente di idrogeno dell'apparecchio richiedono la ripetizione del trattamento termico come definito nel paragrafo S8.B.1.
Per ragioni operative è stata scartata l'ipotesi di eseguire il trattamento delle tre saldature riparate contemporaneamente una volta completate. Si è invece deciso di effettuare il trattamento di ogni area riparata immediatamente dopo il completamento.
Il trattamento è stato eseguito in accordo alla normativa ISPESL Raccolta S Ed.1999 ad una temperatura T di (670 ± 10) °C per un periodo di 2h e 15 min.
Il riscaldamento della zona oggetto del trattamento è stato realizzato con pannelli a resistenza (Fot. 5) posti sopra la saldatura da trattare affiancati ai due lati da altri pannelli di riscaldo con la funzione di garantire la temperatura di T/2 all'estremità esterna del primo pannello scaldante in modo da assicurare un'uniforme distribuzione della stessa.
Per il fondo abbiamo provveduto a riscaldare tutta la superficie mentre per la parte cilindrica per una estensione pari a

$$2{,}5*\sqrt{(R*t)}$$

corrispondente a 795 mm, dove R è il raggio dell'apparecchio e t lo spessore del mantello.
La coibentazione ha interessato una larghezza doppia rispetto all'area riscaldata ed è stata realizzata con materassini di lana di roccia per uno spessore di 50 mm.
Per i trattamenti localizzati saldatura virola/virola, il riscaldamento ha interessato una larghezza totale pari a

$$5*\sqrt{(R*t)}$$

corrispondente a 1590 mm (Fig.5).

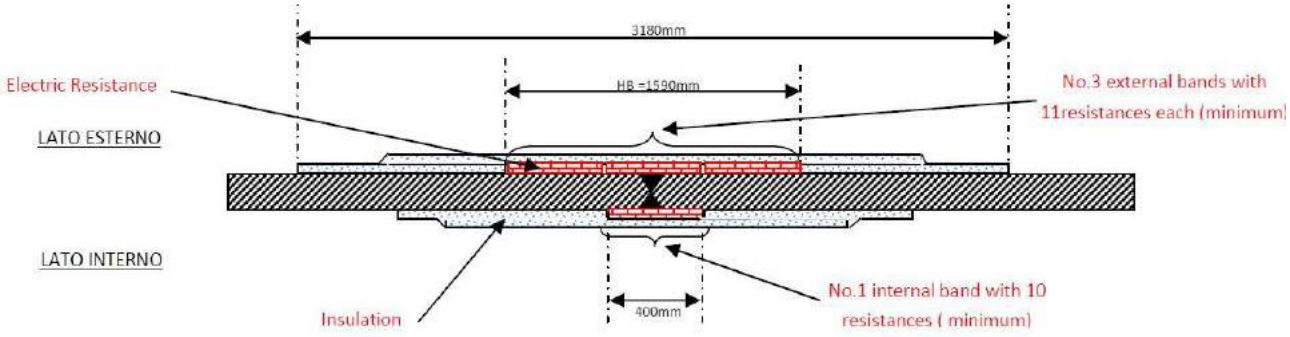


Figura 5. Disposizione dei pannelli delle resistenze elettriche

Per controllare il trattamento sono state utilizzate termocoppie localizzate sulla saldatura e all'estremità della fascia scaldante.



Fotografia 5. Pannello di resistenze elettriche

Considerato che un'intera fascia circonferenziale del mantello cilindrico in corrispondenza delle saldature riparate è soggetta al trattamento termico è stata analizzata la stabilità del reattore per il carico rappresentato dal peso proprio alla temperatura di 670°C per valutare l'opportunità di tenerlo sollevato durante l'esecuzione del trattamento.
La condizione più severa si verifica per la saldatura intermedia su cui grava la metà del peso dell'apparecchio (Fot. 6). La sollecitazione di compressione risulta estremamente contenuta (inferiore ad 1 MPa). La sollecitazione di snervamento in prove di trazione rapide a caldo eseguite alla temperatura di 690°C varia da 120 a 140 MPa. La sollecitazione ammissibile di compressione nel mantello cilindrico alla temperatura di trattamento è stata determinata pari a 34 MPa.

L'analisi ha confermato la stabilità senza necessità di supporti aggiuntivi.



Fotografia 6

9. Qualifica del personale

L'intervento è stato effettuato da personale specializzato qualificato ad operare all'interno del reattore in spazi confinati in condizioni gravose per la presenza del preriscaldo di saldatura applicato dal lato esterno (Fot.7). Adeguato training è stato predisposto per i saldatori e per gli operatori dei controlli non distruttivi. Tutti gli operatori sono stati equipaggiati con i dispositivi di monitoraggio della presenza di gas nocivi o di mancanza di sufficiente ossigeno oltre ai DPI richiesti dalle normative vigenti.



Fotografia 7

10. Controlli finali

Al termine del trattamento termico sono stati ripetuti i controllo finali eseguendo l'esame visivo, ultrasonoro e con liquidi penetranti ed è stato effettuato il controllo della durezza. I controlli sono stati eseguiti in accordo alla raccolta S-ISPESL.

11. Determinazione della pressione di prova idraulica

La prova idraulica è stata eseguita alla pressione di 44,7 bar pari a 1,125 volte la pressione di bollo di 39,7 bar come definito dalla raccolta E fascicolo E0 articolo 2 e a seguito dell'esito positivo della prova si è ottenuta l'autorizzazione all'apertura della pratica per il riavvio dell'apparecchiatura.



Fotografia 8



Fotografia 9

12. Conclusione

L'intervento ha dimostrato come attraverso una stretta collaborazione tra diversi stackholder, l'utilizzatore, il processista, il riparatore di componenti, sia possibile in alcuni casi il riutilizzo di apparecchiature non più in funzione con un significativo contenimento dei costi, in accordo alla normativa di sicurezza, rispetto ad una nuova costruzione e quindi con un minore impatto ambientale.
L'intervento è stato eseguito secondo le tempistiche previste consentendo la messa in marcia della nuova unità di desolforazione in largo anticipo rispetto ai tempi necessari per la costruzione di un nuovo impianto.

13. Bibliografia

[1] Raccolta VSR – Specificazioni applicative per la costruzione degli apparecchi a pressione – D.M. 21.11.1972

[2] Raccolta M – Specificazioni tecniche applicative del Decreto Ministeriale 21.11.1972 riguardanti l'impiego dei materiali nella costruzione degli apparecchi a pressione

[3] Raccolta E - Specificazioni tecniche applicative del Decreto Ministeriale 21.5.1974- Norme integrative del regolamento approvato con R.D. 12 maggio 1927, n°824, e disposizioni per l'esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchia pressione

[4] Raccolta S - Specificazioni tecniche applicative del Decreto Ministeriale 21 novembre 1972 per l'impiego della saldatura nella costruzione e riparazione degli apparecchi a pressione

[5] Raccolta S - Specificazioni tecniche applicative del Decreto Ministeriale 21 novembre 1972 per l'impiego della saldatura nella costruzione e riparazione degli apparecchi e sistemi in pressione. Revisione 1995 – Edizione 1999

[6] ASME Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC) Section VIII Div.2 – Alternate Rules for Construction of Pressure vessels –Ed. 2013

[7] D.M. 329/04

Protezione con INCONEL 625 di surriscaldatori di vapore di un termovalorizzatore

E. Opromolla*, M. Rossi**, S. Malvezzi**, A. Cocchiaro***

*Inail - UOT di Napoli
**A2A Ambiente
***Consulente A2A Ambiente

1. Sommario

La ricerca di una maggiore efficienza energetica ha comportato, anche nel settore dei termovalorizzatori, l'incremento dei parametri operativi con un innalzamento della temperatura e della pressione di esercizio degli impianti.
Tali parametri di esercizio determinano un elevato rateo di riduzione dello spessore delle tubazioni di caldaia con particolare riferimento alle tubazioni dei surriscaldatori di vapore.
Oggetto della presente trattazione è la realizzazione delle azioni correttive per ovviare ai fenomeni corrosivi partendo dall'analisi dei meccanismi di danneggiamento.
La riduzione dello spessore delle tubazioni ha condotto alla necessità di sostituire gli scambiatori esistenti con nuovi scambiatori che presentano le stesse caratteristiche geometriche e le stesse temperature e pressioni di progetto ma sono protetti da un rivestimento realizzato in Inconel 625.

2. Introduzione

Il Termovalorizzatore di Acerra è un impianto di recupero energetico dai rifiuti, progettato per produrre energia elettrica. È costituito da tre caldaie per la produzione di vapore, collegate ad un unico turbo-generatore.
La configurazione delle caldaie prevede un primo stadio di surriscaldamento del vapore diviso in diversi banchi che sono realizzati in tubi di acciaio non rivestiti in refrattario, seguiti da un ulteriore stadio di surriscaldamento (SH3) posizionato nel secondo giro fumi.
Gli scambiatori oggetto della presente trattazione sono denominati SH1.3 e sono posizionati nel terzo giro fumi come rappresentato nella figura 6.
La temperatura e tipologia dei fumi e la temperatura del vapore all'interno delle tubazioni, comportano problematiche di usura dei banchi surriscaldatori in oggetto con conseguente corrosione superficiale delle tubazioni e riduzione delle spessore di parete. Tali problematiche hanno determinato la necessità di interventi di manutenzione con conseguenti periodi di indisponibilità della caldaia.
La riduzione di spessore non è, in genere, univocamente ascrivibile a fenomeni corrosivi ma si presenta spesso come effetto generato anche dalla compartecipazione di fenomeni erosivi.

3. Dati di progetto

I dati di progetto/esercizio dello scambiatore SH1.3 sono:
- Pressione di progetto/esercizio: 115/75,5 bar
- Temperatura di progetto/esercizio lato vapore: 480/425 °C
- Ore di esercizio presunte: ~25.000.

4. Problematiche riscontrate

Sono state precedentemente analizzate le cause del degrado ed i risultati sono stati presentati al SAFAP 2014.
Riassumendo quanto emerso nel corso di tali analisi si può affermare che l'elemento più critico è rappresentato dalla corrosione, il cui maggiore responsabile è il cloro, presente sia nei rifiuti organici (ad es. nei materiali plastici come il Cloruro di polivinile) che inorganici (ad es. Cloruro di sodio). Di fatti il cloro reagendo con gli alcali (sodio, potassio e calcio) e, in particolare, con i metalli pesanti (piombo, zinco, cadmio, mercurio) causa la formazione di miscele eutettiche basso fondenti che, essendo liquide anche a basse temperature (Tf < 200 °C), risultano particolarmente corrosive in quanto il sale fuso ha una elevata capacità di dissoluzione nei confronti degli ossidi metallici.
Giova a questo punto ricordare che la stabilità termodinamica dei cloruri metallici è funzione, oltre che della temperatura, anche della concentrazione di HCl nei gas e della pressione di esercizio.
L'analisi morfologica ha rilevato la presenza di vuoti lungo i bordi dei grani, causati dall'estrema volatilità dei prodotti di corrosione clorurati attraverso la scaglia; ciò conferma l'attacco da cloruri nei confronti del metallo base.
Per cercare di contenere la velocità di riduzione degli spessori delle tubazioni dei surriscaldatori di vapore di tipo convettivo si è proceduto finora con l'installazione di schermi protettivi ma tale accorgimento non è risultato risolutivo.
Poiché la velocità di corrosione, in relazione alla temperatura di esercizio ed all'ambiente aggressivo, è significativamente elevata, si è giunti alla necessità di utilizzare materiali alternativi, in particolare si è previsto l'impiego di tubazioni claddate con Inconel 625.
Lo stato di corrosione delle tubazioni è evidenziato nelle foto allegate.



Figura 1. Scambiatori rimossi, evidenza della corrosione



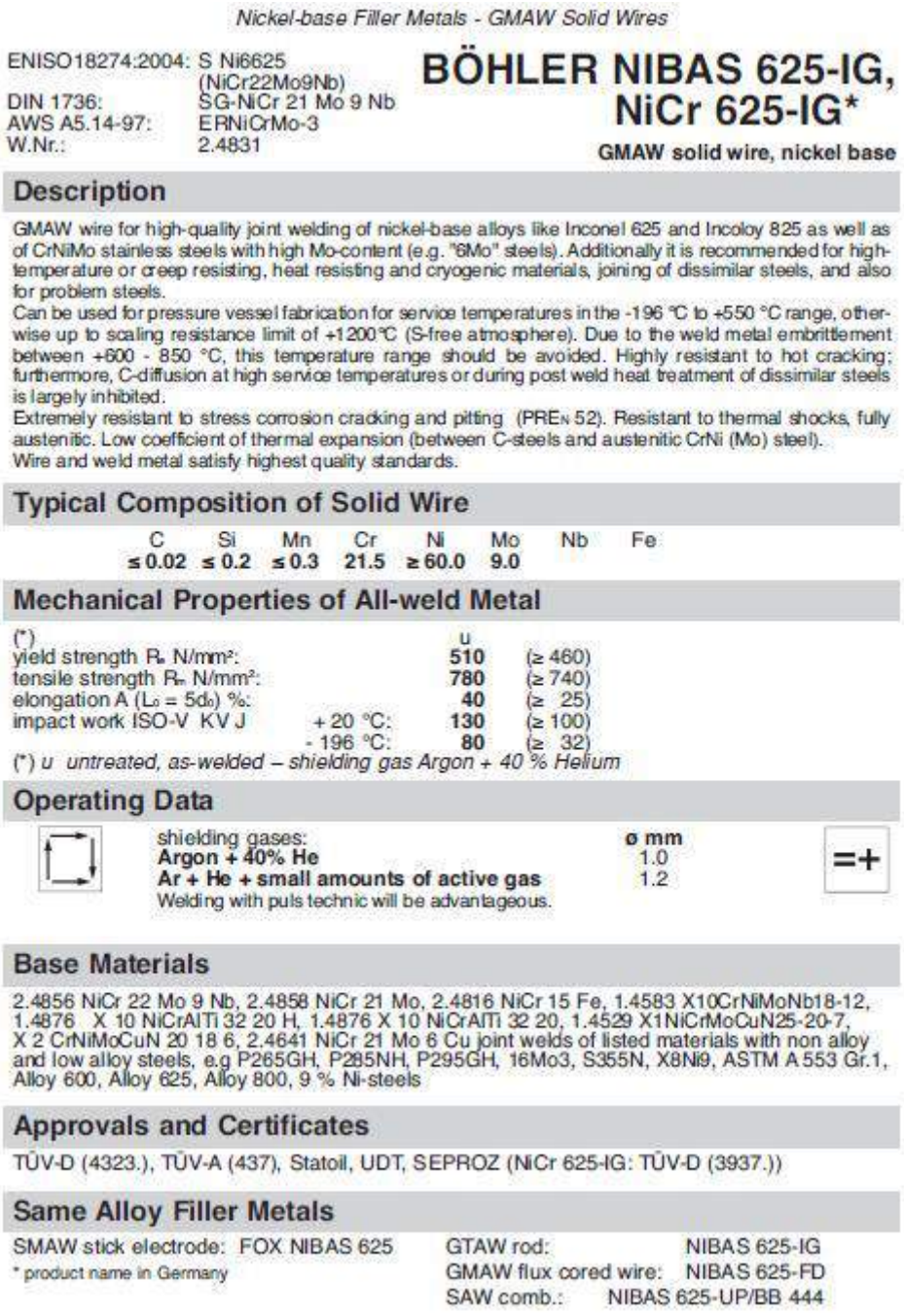
Figura 2. Dettaglio della corrosione

5. Intervento eseguito

Al fine di migliorare l'affidabilità della caldaia, sulla base delle esperienze di esercizio maturate, si è studiata una diversa tipologia di protezione superficiale dei banchi di scambio termico in grado di garantire maggiore resistenza all'azione dei fumi.
Si è ritenuto opportuno procedere alla sostituzione degli attuali banchi SH1, limitatamente alla sezione definita SH 1.3, con scambiatori aventi le stesse caratteristiche geometriche, gli stessi parametri di progetto e gli stessi materiali base di quelli esistenti ma rivestiti in Inconel 625.
Il rivestimento in inconel è realizzato mediante tecnica di deposizione con procedimento di saldatura 135 (MAG) definito dalla normativa ISO 857-1. E' stato utilizzato materiale d'apporto identificato come NiCr625 (W.nr. 2.4831) EN ISO 18274:2006:S Ni 6625, AWS A5.14-97: ERNiCrMo-3, DIN 1736: SG-NiCr 21 Mo 9 Nb costituito da oltre il 60% da nichel.
"Inconel" è un marchio registrato e fa riferimento alla famiglia delle superleghe a struttura austenitica a base di nichel (48%-72%) e cromo (14%-29%).
Presenta un'ottima resistenza all'ossidazione alle alte temperature ed alla corrosione; per queste sue caratteristiche viene impiegato in parti di turbine a gas, nel settore petrolifero, per la realizzazione delle scatole nere degli aerei e nell'industria chimica.
Tale lega possiede inoltre eccellente lavorabilità (giunture incluse).
Il range di temperature di servizio varia da temperature criogeniche a valori molto alti (anche fino a 982°C) che tuttavia dipendono dal grado di aggressività dell'ambiente di lavoro.
La resistenza dell'Inconel 625 deriva dall'effetto di irrigidimento di molibdeno e niobio sulla sua matrice di nichel-cromo; motivo per cui i trattamenti indurenti per precipitazione non sono necessari. Questa combinazione di elementi è anche responsabile della sua eccellente resistenza a una gamma molto ampia di ambienti corrosivi di rara severità così come agli effetti delle alte temperature come ossidazione e carburazione.

La prefabbricazione e la certificazione degli scambiatori rivestiti in Inconel è avvenuta in Germania. Presso l'impianto di Acerra si è proceduto alla demolizione degli esistenti

scambiatori, all'installazione dei nuovi, all'esecuzione delle prove non distruttive, certificazione delle attività e prova di tenuta idrostatica.



Nickel-base Filler Metals - GMAW Solid Wires

ENISO18274:2004: S Ni6625 (NiCr22Mo9Nb)
DIN 1736: SG-NiCr 21 Mo 9 Nb
AWS A5.14-97: ERNiCrMo-3
W.Nr.: 2.4831

BÖHLER NIBAS 625-IG, NiCr 625-IG*

GMAW solid wire, nickel base

Description

GMAW wire for high-quality joint welding of nickel-base alloys like Inconel 625 and Incoloy 825 as well as of CrNiMo stainless steels with high Mo-content (e.g. "6Mo" steels). Additionally it is recommended for high-temperature or creep resisting, heat resisting and cryogenic materials, joining of dissimilar steels, and also for problem steels.
Can be used for pressure vessel fabrication for service temperatures in the -196 °C to +550 °C range, otherwise up to scaling resistance limit of +1200 °C (S-free atmosphere). Due to the weld metal embrittlement between +600 - 850 °C, this temperature range should be avoided. Highly resistant to hot cracking; furthermore, C-diffusion at high service temperatures or during post weld heat treatment of dissimilar steels is largely inhibited.
Extremely resistant to stress corrosion cracking and pitting (PREN 52). Resistant to thermal shocks, fully austenitic. Low coefficient of thermal expansion (between C-steels and austenitic CrNi (Mo) steel).
Wire and weld metal satisfy highest quality standards.

Typical Composition of Solid Wire

C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Nb	Fe
≤ 0.02	≤ 0.2	≤ 0.3	21.5	≥ 60.0	9.0		

Mechanical Properties of All-weld Metal

(*)		u	
yield strength R_e N/mm²:		**510**	(≥ 460)
tensile strength R_m N/mm²:		**780**	(≥ 740)
elongation A ($L_0 = 5d_0$) %:		**40**	(≥ 25)
impact work ISO-V KV J	+ 20 °C:	**130**	(≥ 100)
	- 196 °C:	**80**	(≥ 32)

(*) *u untreated, as-welded – shielding gas Argon + 40 % Helium*

Operating Data

shielding gases:
Argon + 40% He
Ar + He + small amounts of active gas
Welding with puls technic will be advantageous.

ø mm
1.0
1.2

=+

Base Materials

2.4856 NiCr 22 Mo 9 Nb, 2.4858 NiCr 21 Mo, 2.4816 NiCr 15 Fe, 1.4583 X10CrNiMoNb18-12, 1.4876 X 10 NiCrAlTi 32 20 H, 1.4876 X 10 NiCrAlTi 32 20, 1.4529 X1NiCrMoCuN25-20-7, X 2 CrNiMoCuN 20 18 6, 2.4641 NiCr 21 Mo 6 Cu joint welds of listed materials with non alloy and low alloy steels, e.g P265GH, P285NH, P295GH, 16Mo3, S355N, X8Ni9, ASTM A 553 Gr.1, Alloy 600, Alloy 625, Alloy 800, 9 % Ni-steels

Approvals and Certificates

TÜV-D (4323.), TÜV-A (437), Statoil, UDT, SEPROZ (NiCr 625-IG: TÜV-D (3937.))

Same Alloy Filler Metals

SMAW stick electrode: FOX NIBAS 625
* product name in Germany

GTAW rod: NIBAS 625-IG
GMAW flux cored wire: NIBAS 625-FD
SAW comb.: NIBAS 625-UP/BB 444

Figura 3. Scheda tecnica del materiale di rivestimento



Figura 4. Dettaglio di un tubo rivestito in Inconel 625



Figura 5. Banchi SH1.3 rivestiti in inconel 625

6. Descrizione dell'attività

Sono state realizzate in officina ed installate in cantiere 40 serpentine definite "parte inferiore" (SH1.3A) e 40 serpentine definite "parte superiore" (SH1.3B) assemblate facendo riferimento alla sezione di cui alla figura sucessiva.

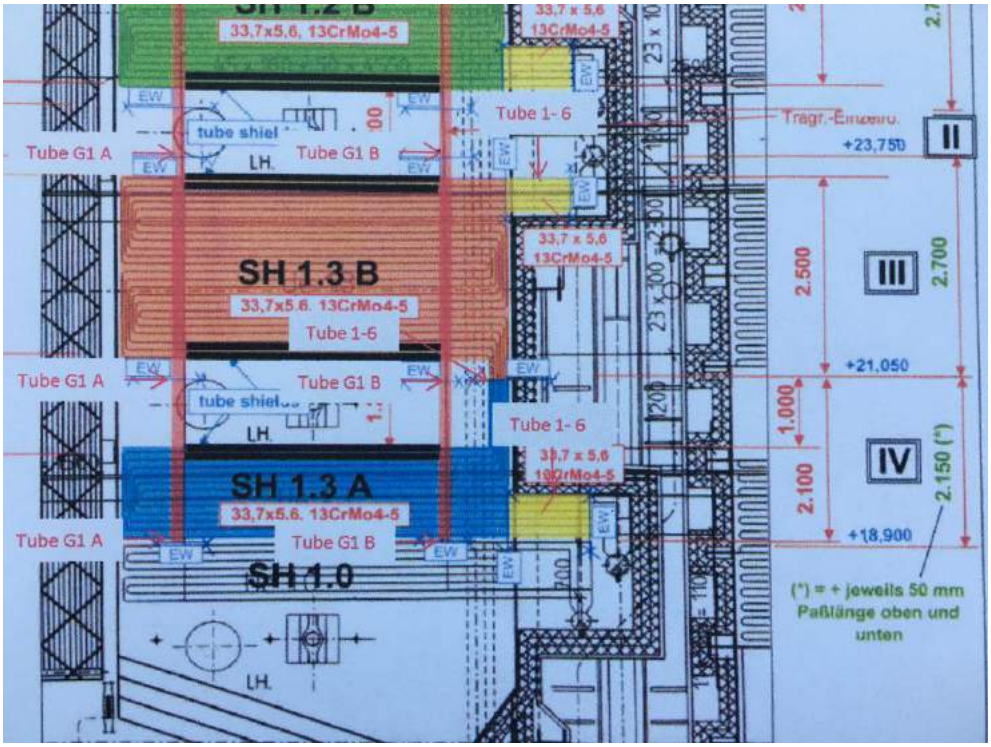


Figura 6. Sezione del terzo giro fumi del generatore di vapore

Le serpentine costituenti lo scambiatore SH1.3 sono sospese dall'alto tramite tubi tiranti. Tali tubi tiranti sono realizzati in acciaio 16Mo3 (D44,5mmx8,8mm). Sono state eseguite 240 giunti con saldatura testa a testa a piena penetrazione con tecnica TIG.
Le tubazioni delle serpentine sono state collegate con giunti testa a testa agli esistenti collettori e tra serpentina SH1.3A ed SH1.3B come rappresentato nella figura precedente.
Sono stati eseguiti n.720 giunti su serpentine realizzate con tubo D33,7mmx5,6mm mat 13CrMo4-5 con rivestimento di due millimetri di Inconel 625.
Per poter accedere agli scambiatori è stata prevista l'esecuzione di un'apertura nella parete membranata destra della caldaia in corrispondenza del terzo passaggio fumi per permettere la rimozione degli scambiatori esistenti e l'installazione dei nuovi scambiatori.
Sono stati eseguiti 128 giunti su tubo in 16Mo3 delle dimensioni 57x5,6mm per il ripristino della parete laterale destra dopo il completamento dell'installazione degli scambiatori.

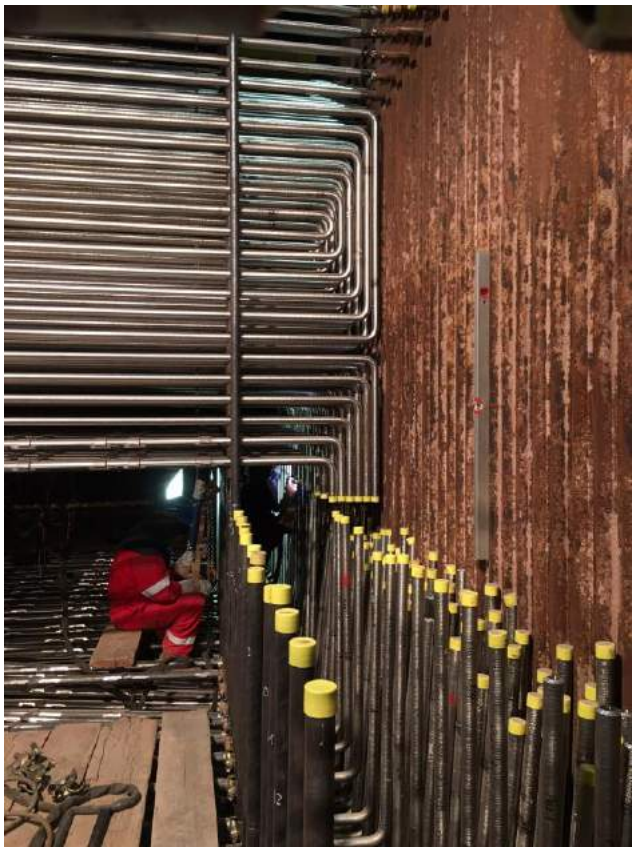


Figura 7. Collegamento delle serpentine SH1.3A ed SH1.3B

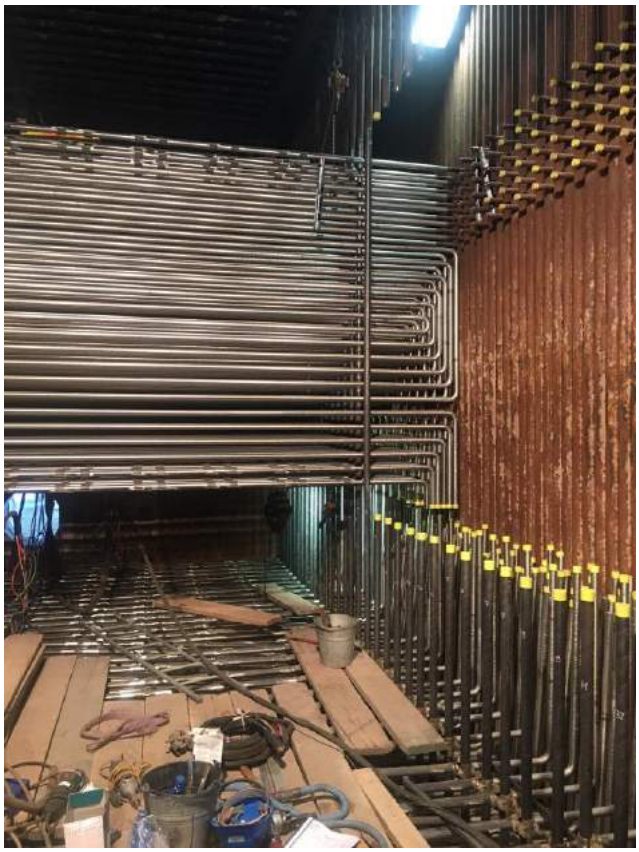


Figura 8. Montaggio delle serpentine SH1.3A (in basso) e SH1.3B (in alto)



Figura 9. Fasi di saldatura

Particolare attenzione è stata posta nell'esecuzione dei giunti delle tubazioni degli scambiatori rivestiti in Inconel. Tali giunti sono stati eseguiti utilizzando una specifica WPS preparata appositamente sulla base di un procedimento di saldatura (WPAR) già approvato. Per l'esecuzione del giunto è stata eseguita la passata di radice con materiale d'apporto Union 1 CrMo EN ISO 21952 – W CrMo1Si specifico per il materiale base 13CrMo4-5. Il riempimento del giunto, dato lo spessore di 5,6mm, è stato eseguito in uno con il rivestimento superficiale con Thermanit 625 EN ISO 18274: S Ni6625 (NiCr22Mo9Nb). La realizzazione di più passate di "Inconel" sovrapposte ha consentito di ridurre la presenza di ferro in superficie.

7. Esclusione dei trattamenti termici

L'intervento non ha previsto l'esecuzione di trattamenti termici dei giunti saldati (PWHT) in base alla norma tecnica di fabbricazione UNI EN 12952. La tabella 10.4.2 della norma UNI EN 12952-5 prevede alla nota d) l'esclusione dal trattamento termico (PWHT) per il materiale 13CrMo4-5 per i diametri e spessore interessati dalla lavorazione in oggetto.

EN 12952-5:2011 (E)

Table 10.4-2 — Temperature ranges for post-weld heat treatment for welded joints of similar and dissimilar materials

Steel type	Steel group	Temperature range °C								
		1.1 – 1.4	1.1	2.2 + 4.1 + 4.2	5.1	6.1	5.2	6.2	6.4 [a]	6.4 [a]
C-Mn	1.1 – 1.4	550 to 600	550 to 600	550 to 600						
0,3Mo	1.1		550 to 630	550 to 600	600 to 630					
20MnMoNi 15MnCrMoNiV 15NiMoCuNb	2.2 4.1 4.2			570 to 620	600 to 620					
1Cr1/2Mo [b]	5.1				620 to 680	650 to 690	650 to 700			
14MoV	6.1					680 to 730	690 to 730			
2¼Cr1Mo [b]	5.2						680 to 730	730 to 750	730 to 760 710 to 730 [b]	
Cr-Mo-V [c]	6.2							720 to 760	740 to 760	740 to 760
9Cr1Mo 9Cr2Mo	6.4 [a]								740 to 780	740 to 770
12Cr1Mo-V	6.4 [a]									730 to 770

[a] These materials require transformation to martensite prior to post-weld heat treatment (PWHT).

[b] Only for filler of the type 2¼Cr1Mo.

[c] No PWHT required if the joint is welded with similar filler using TIG process and minimum specified weld thickness $e \leq 10$ mm.

[d] No PWHT required on tube butt welds (W1) and attachment welds (W2) if all the following conditions are fulfilled: $d_o \leq 120$ mm and $e \leq 13$ mm.

[e] No PWHT required on tube butt welds (W1) and attachment welds (W2) if all the following conditions are fulfilled: calculation temperature > 480 °C; nominal diameter $d_o \leq 120$ mm and minimum specified weld thickness $e \leq 10$ mm.

NOTE 1 Other material combinations not covered by the table above, and variations from the temperatures given in the table above, may be acceptable, provided the manufacturer can ensure that, by their use, the safety of the boiler is not impaired.

NOTE 2 The temperature for PWHT of dissimilar joints between austenitic and ferritic materials should be required for the ferritic side of the joint.

Figura 10. PWHT rif. norma 12952-5

8. Prova di tenuta idrostatica

Dopo il completamento delle attività di riparazione è stato eseguito un test di tenuta idrostatica alla pressione di collaudo dell'attrezzatura di 208barg.
La pressatura ha seguito il diagramma di seguito riportato.
Dopo la stasi alla pressione di collaudo, la pressione è stata ridotta a 115barg per permettere di entrare nel generatore ed eseguire l'ispezione in sicurezza.

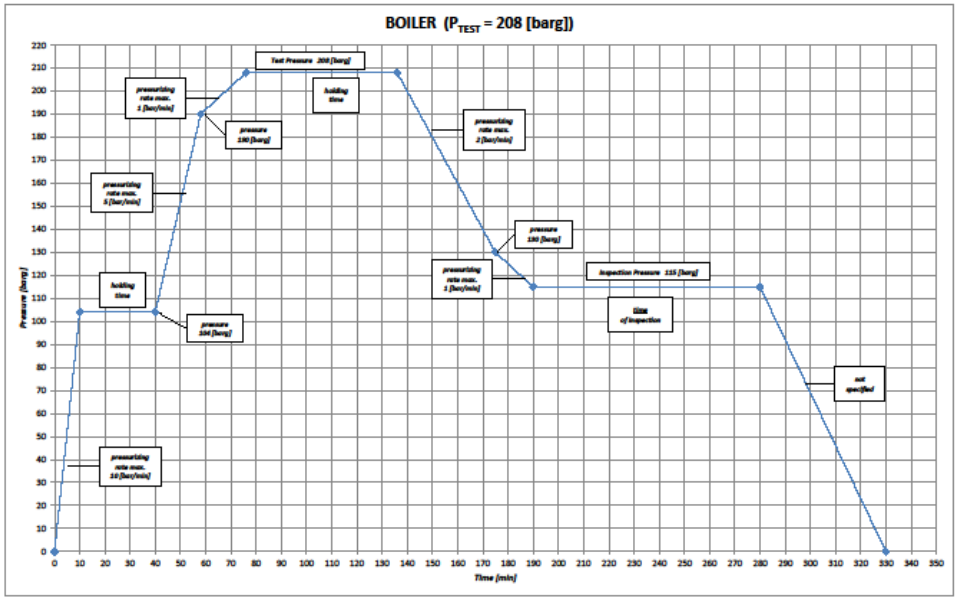


Figura 11. Diagramma di prova idraulica

9. Bibliografia

[1] Cocchiaro A, Rossi M. Fascicolo tecnico riparazione boiler 1 giugno 2016. Documento interno riservato A2A Ambiente S.p.a.

[2] Norma UNI EN 12952-2011

[3] Kamuk B. Consequences by operating at extreme steam parameters. Presentazione tenuta al WtERT EU Meeting 2010, October 12-14, Brno, Czech Republic.

[4] Main A, Maghon T. Concepts and experiences for higher plant efficiency with modern advanced boiler and incineration technology. Presentazione (paper 3541) tenuta al NAWTEC 18, May 11, 2010, Orlando, FL, USA.

[5] Rapporto CISE-SCC-94-95. Stato dell'arte sul problema della corrosione ad alta temperatura negli inceneritori di rifiuti.

[6] Giosafatto U. Termovalorizzatore di Acerra – Indagini su tubi SH. Documento riservato Partenope Ambiente S.p.a.

[7] Iovene R, Malvezzi S, Moretti D. Analisi dei meccanismi di danno nei surriscaldatori di vapore all'interno di un termovalorizzatore – Atti SAFAP 2014

Procedura di riparazione di una attrezzatura a pressione. Il caso pratico di un forno di sinterizzazione.

C. De Toro*, I. Campitelli*, R. Modestino*, G. Pucillo**, M. Di Gioia***, M. M. La Veglia****

*Inail - UOT di Avellino
**ASL BN
***SINTER SUD S.p.A.
****Direzione Regionale Vigili del fuoco Campania

Sommario

Dopo anni di funzionamento e di sollecitazioni meccaniche ripetute una attrezzatura a pressione, anche se regolarmente sottoposta a programmi di manutenzione, può presentare segni di invecchiamento e/o di danneggiamento che minano la sicurezza globale della attrezzatura stessa. L'utilizzatore, fatta una analisi economica, è tenuto a valutare se operare una sostituzione dell'attrezzatura o sottoporre la stessa ad una riparazione. A causa dell'innovazione della normativa in materia di "attrezzature a pressione" intervenuta negli ultimi anni, circostanze - come questa riscontrata - possono presentare delle difficoltà per l'utilizzatore nell'individuare l'iter procedurale da seguire per ottenere l'autorizzazione alla riparazione ed al conseguente mantenimento in esercizio dell'attrezzatura stessa. In questo lavoro, quindi, verrà presentato un caso reale di riparazione di un forno di sinterizzazione, utilizzato nel processo di produzione del "metallo duro", evidenziando le criticità che si presentano nella corretta procedura amministrativa e le difficoltà tecniche riscontrate durante i lavori eseguiti sull'attrezzatura.

1. Introduzione

Il 29 maggio 2002 è entrato in vigore il D. Lgs n. 93 del 25 febbraio 2000, decreto di recepimento della direttiva 97/23/CE (Pressure Equipment Directive) oggi 2014/68 UE. In data 28 gennaio 2005 – Gazzetta Ufficiale n.22, è stato pubblicato il Decreto del Ministero delle Attività Produttive (MAP) del 1 dicembre 2004, n.329, «Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del Decreto Legislativo n.93 del 25 Febbraio 2000». Con le disposizioni di quest'ultimo è stato modificato, radicalmente, il campo di applicazione previgente riguardante tutte le attrezzature e gli insiemi in pressione e sono stati fissati i criteri tecnici relativi alla messa in servizio, alla verifica, alla riqualificazione periodica e al controllo delle riparazioni/modifiche costruttive. L'art.14 del D.M. 329/04, delinea la sottile differenza tra "riparazione" e "modifica" di una attrezzatura in pressione. Definisce come "riparazione" di un'attrezzatura a pressione, già messa in servizio (art.4 e art. 6), tutte quelle operazioni di sostituzione e/o di riparazione di una parte dell'attrezzatura, con o senza effettuazione di saldature, ossia quei lavori che non comportino la modifica del progetto originario. Inoltre la linea guida europea 1/3, modificata dal WGP il 18/03/2004, ribadisce che la sostituzione di una membratura, che non cambia le originali caratteristiche di una attrezzatura a pressione, è da considerarsi come: "riparazione", eventuali riparazioni, non importanti, già previste nel manuale d'uso e manutenzione, oppure in uno specifico documento tecnico allegato alla certificazione CE, sono da considerarsi delle manutenzioni ordinarie e quindi effettuabili dall'utente in totale autonomia senza l'intervento di soggetti preposti al controllo della conformità. In casi non codificati, invece, è necessario effettuare valutazioni tecniche per dimostrare che non vengono cambiate: le caratteristiche originarie, il progetto e la

destinazione d'uso di una attrezzatura a pressione. Diventa soluzione, quindi, pianificare una riparazione, individuando un elemento di riferimento ed utilizzarlo come conseguente strumento di valutazione (coefficiente) per il ripristino delle funzioni dell'intera attrezzatura a seguito della riparazione stessa. Dimostrando, quindi, che la modifica apportata non ha comportato il peggioramento del coefficiente di sicurezza globale originario dell'attrezzatura. Per una membratura (a pressione) il "coefficiente di sicurezza globale" è dato dal rapporto fra la sollecitazione massima ammissibile del materiale, nel punto più sollecitato, e la sollecitazione totale effettiva - risultante della sommatoria delle sollecitazioni di varia natura determinato dal fabbricante stesso - nel punto stesso alla massima temperatura a pressione d'esercizio. La "riparazione" non essendo un'attività compresa nel campo di applicazione della direttiva PED, ricade nella regolamentazione nazionale (art.14 D.M.329/04) e dalle procedure ISPESL per gli apparecchi già in esercizio, nel rispetto dell'applicazione della normativa tecnica usata per il collaudo iniziale. Un intervento su parti di una attrezzatura a pressione che non rientra nel citato concetto di "riparazione", deve essere considerato una "modifica" (ai sensi dell'art. 14 del D.M. 329/04) e pertanto comporta l'assoggettamento della attrezzatura da modificare ad una procedura di valutazione di conformità in accordo alla Direttiva PED, e dovrà avere la certificazione CE, qualunque sia stato il suo codice di costruzione originario. Tale attrezzatura marcata CE, dovrà essere oggetto di nuova dichiarazione di messa in servizio ai sensi dell'art.4 del D.M. 329/04. La normativa vigente sugli apparecchi a pressione lascia la responsabilità delle caratteristiche del materiale a chi certifica e a chi lo ordina per la costruzione o per la riparazione. Per riparazioni di apparecchiature già omologate dall' ISPESL, occorre utilizzare i materiali riportati in raccolta M.

2. Il caso studiato: "Riparazione di un forno di sinterizzazione"

L'attrezzatura di cui al nostro studio è un forno a riscaldamento elettrico, costruito secondo le disposizioni PED e utilizzato per il trattamento termico di sinterizzazione in un impianto per la produzione del "metallo duro". A causa di un improvviso danno ad uno dei tre bocchelli per l'inserimento della termocoppia per il controllo della temperatura interna del forno, si è provveduto a stilare una best-practice di "riparazione" atta a fronteggiare eventuali utilizzatori su possibili e simili problematiche.

2.1 Descrizione dell'impianto di produzione del WIDIA

Il "metallo duro" anche conosciuto come WIDIA: carburo cementato o carburo di tungsteno, è utilizzato nella fabbricazione di utensili taglienti, per le trivelle per l'industria mineraria e in altre applicazioni ove siano richieste elevate caratteristiche meccaniche. Queste proprietà sono determinate dalla percentuale di cobalto e dalla dimensione delle particelle di carburo (dell'ordine del μm). La produzione del WIDIA, parte dalla miscelazione delle materie prime fornite in polvere cui si aggiungono additivi che facilitano la successiva fase di formatura che può avvenire per pressatura o per estrusione. Tale prodotto viene prima delubrificato e poi sottoposto in un forno al trattamento termico di sinterizzazione a 1400 °C in atmosfera controllata di argon alla pressione di circa 50 bar.

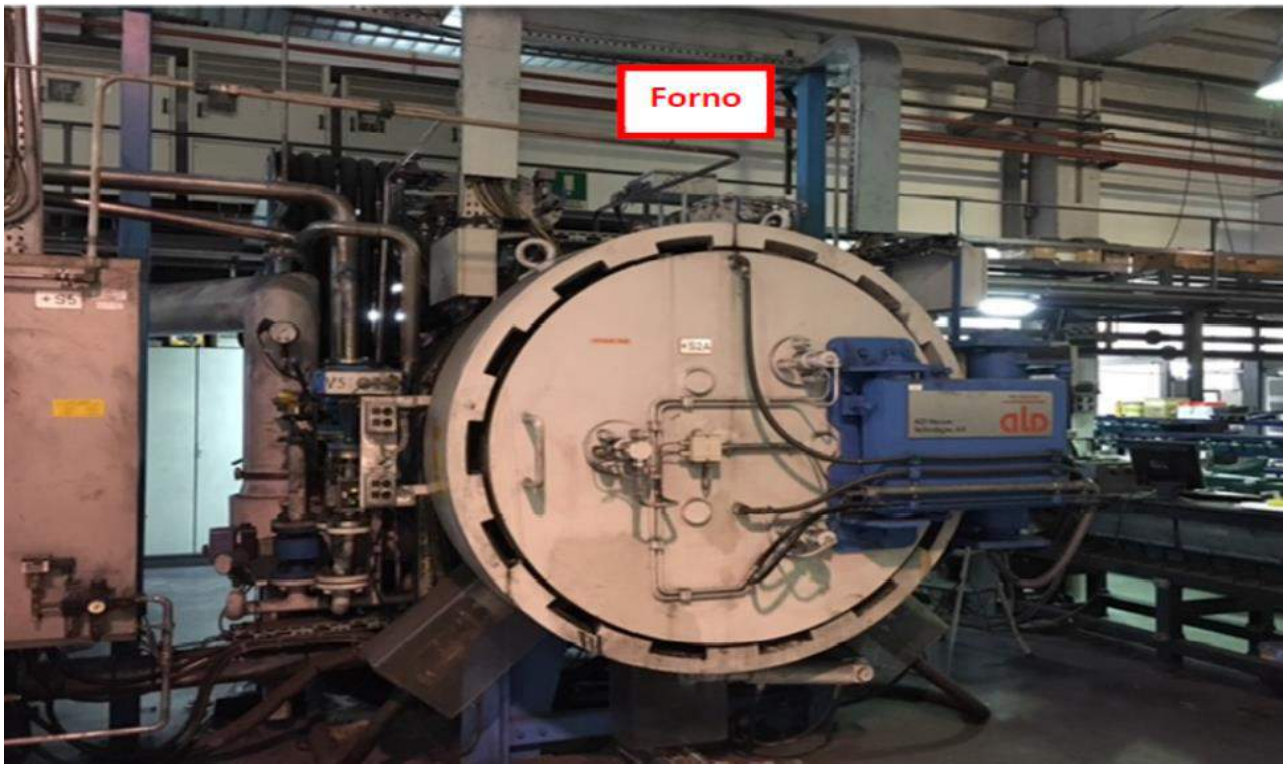


Figura1. Camera dell'altoforno

Il forno usato per la sinterizzazione è costituito da un cilindro orizzontale di circa 1,5 m di diametro aventi porte di apertura sulle due basi del cilindro. La camera del forno è avvolta da un ulteriore cilindro avente un diametro maggiore del primo e nella intercapedine – di circa 20,5 cm - viene fatta circolare acqua alla pressione di circa 2,5 bar per il raffreddamento della parete esterna durante l'esecuzione del trattamento termico.

2.2 Il danno riscontrato

Su uno dei forni, presenti in azienda ed utilizzati per la produzione di WIDIA, a causa dell'azione corrosiva dell'acqua – non demineralizzata – circolante nella intercapedine tra camera interna del forno e parete esterna dell'attrezzatura, si è avuto un cedimento del punto di saldatura della tubazione che collega trasversalmente la camera interna con l'esterno del forno ed utilizzata per l'inserimento della termocoppia di controllo della temperatura interna del forno.

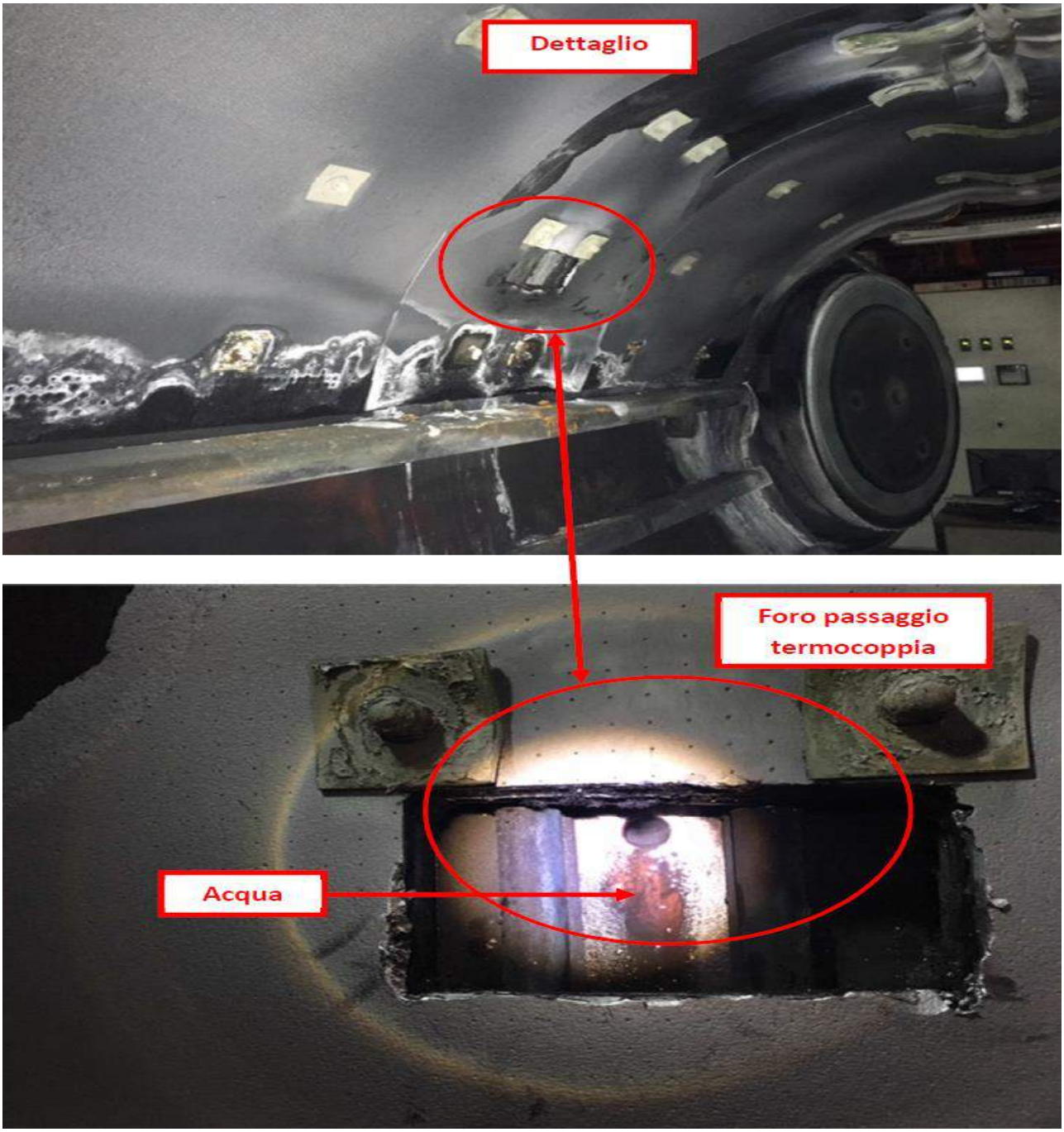


Figura 2. Danno alla camera dell'altoforno

Il danno, descritto, è stato riscontrato quando si è trovata dell'acqua all'interno della parte bassa della camera del forno. Tutto ciò ha generato una situazione di potenziale pericolosità, in quanto ha permesso alla parte interna del forno (50 bar) di entrare in comunicazione con l'intercapedine di raffreddamento (che lavora a 2,5 bar) determinando un potenziale aumento di pressione, nell'intercapedine stessa, capace di portare ad un collasso della camicia esterna del forno, con conseguenti danni a persone esposte. E' stato, quindi, messo fuori uso il forno ed è stato, immediatamente, approntato un progetto di riparazione da presentare all'organo preposto: INAIL U.O.T. CVR.

3. Procedura amministrativa di riparazione

Premesso che le riparazioni possono interessare:

a) attrezzature CE e già oggetto di messa in servizio;

b) attrezzature non CE ma collaudate con le previgenti normative e già assoggettate a verifica di primo impianto;

c) attrezzature oggetto di precedenti sanatorie (apparecchi dall'estero, forni per oli minerali etc., attualmente in esercizio.);

Il procedimento amministrativo, per effettuare una riparazione su una attrezzatura a pressione, inizia con la presentazione da parte dell'utilizzatore di una richiesta di riparazione, in carta da bollo, all'INAIL U.O.T. CVR competente per territorio. Alla richiesta deve essere allegato il progetto di riparazione firmato da un professionista abilitato, contenente:

- descrizione del danno e proposta di riparazione,
- riferimento alle norme tecniche applicabili alla riparazione;
- la metodologia di riparazione, i materiali utilizzati, gli eventuali trattamenti termici e le modalità di verifica finale;
- le eventuali qualifiche delle procedure di saldatura, le qualifiche dei saldatori e le qualifiche degli operatori addetti ai controlli non distruttivi.

L'INAIL ricevuta la pratica emette un bollettino per le competenze dovute per l'esame della documentazione. A pagamento avvenuto, la pratica viene assegnata ad un tecnico INAIL che esprime giudizio sulla riparazione con la redazione del *"verbale di esame documentale".* Ottenuto il giudizio positivo dall'INAIL, la ditta riparatrice esegue il lavoro e i controlli non distruttivi come da progetto approvato. Per rimettere in funzione l'apparecchiatura bisogna che l'INAIL, tramite un suo tecnico, provveda alla verifica d'integrità consistente nell'esame visivo del lavoro, nell'acquisizione della documentazione (CND, certificati materiali, procedimenti di saldatura etc.) e nell'effettuazione della prova idraulica ad una pressione di 1,125 la pressione massima di ammissibile (PS). In casi specifici la prova idraulica può essere sostituita con una prova di pressione con gas inerte ad una valore di 1,1 x PS. Superato tale test, il tecnico INAIL redige il verbale finale e l'attrezzatura può di nuovo essere messa in esercizio. Il verbale finale di riparazione viene archiviato nel libretto matricolare (attrezzature ante PED) o nel fascicolo a corredo dell'attrezzatura (attrezzature PED) per le future verifiche dei soggetti preposti ai controlli periodici.

4. Procedura tecnica di riparazione: il caso in esame

Ottenuta l'autorizzazione alla riparazione del forno l'utilizzatore ha provveduto ad incaricare la stessa casa costruttrice, che ha assunto la figura di riparatore, ad effettuare l'intervento di ripristino. Vista l'inaccessibilità dall'interno del forno al tubo danneggiato si è intervenuti dall'esterno praticando nella lamiera della camicia esterna una apertura rettangolare di dimensioni tali da consentire sia la rimozione del tubo danneggiato che le operazioni di ripristino della nuova tubazione.

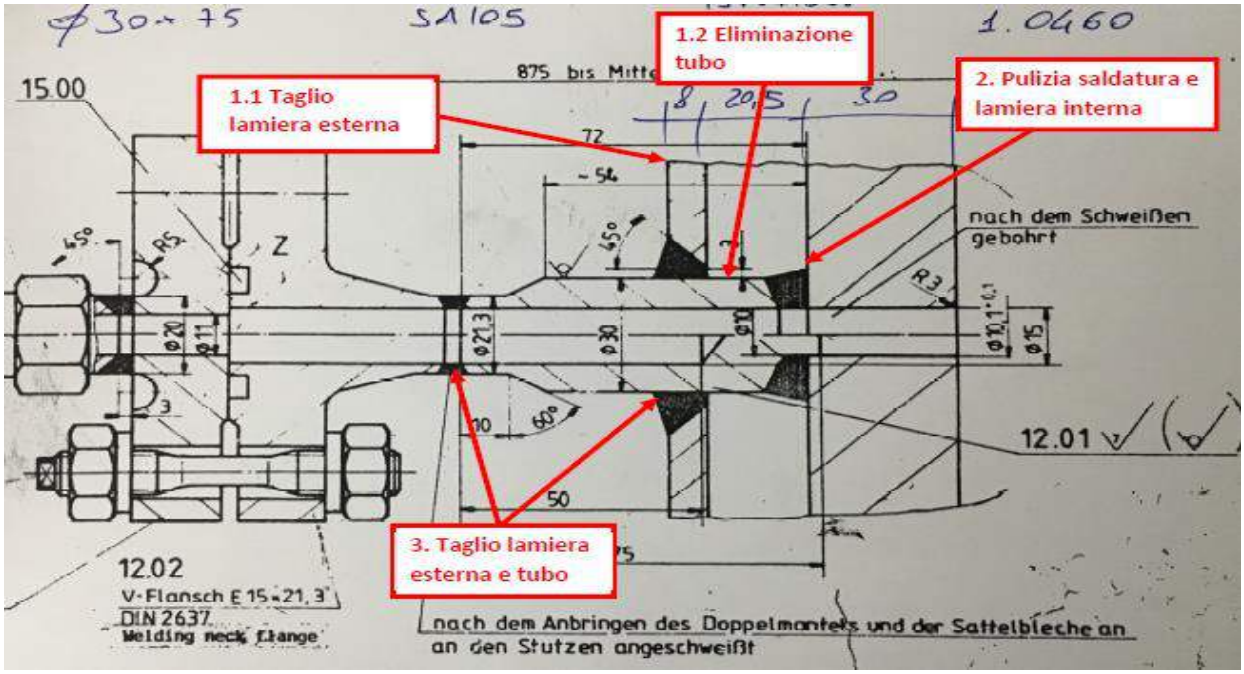


Figura 3. Schema dell'intervento di riparazione

La riparazione è stata effettuata con materiali aventi caratteristiche meccaniche uguali a quelli sostituiti, ed in particolare, la tubazione è stata sagomata come da progetto originale (Figura 4a).

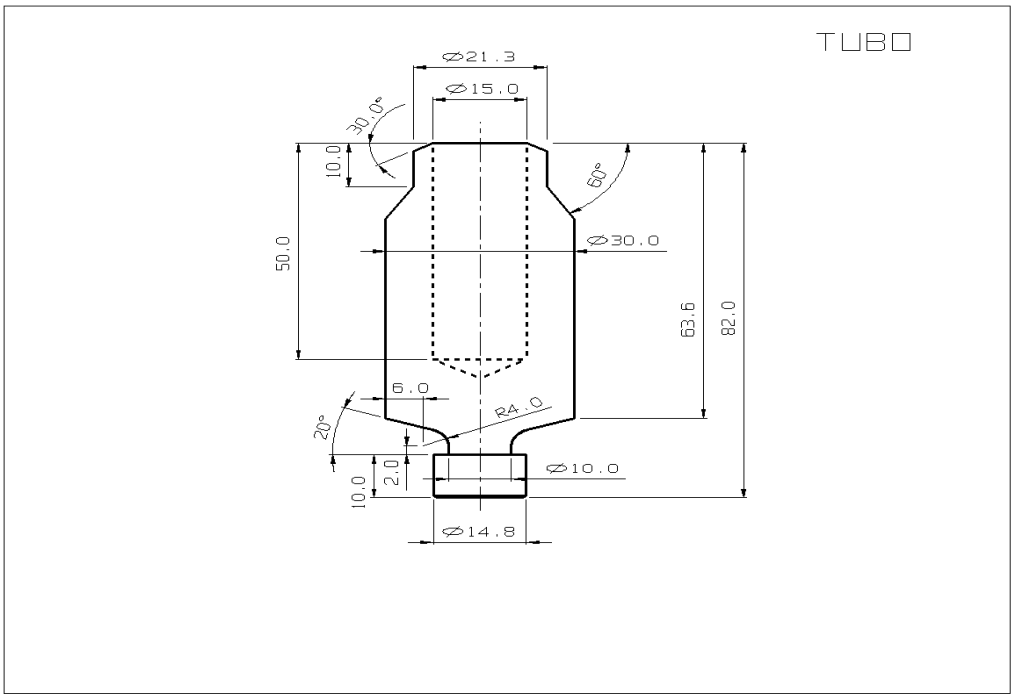


Figura 4a. Tubazione SA105

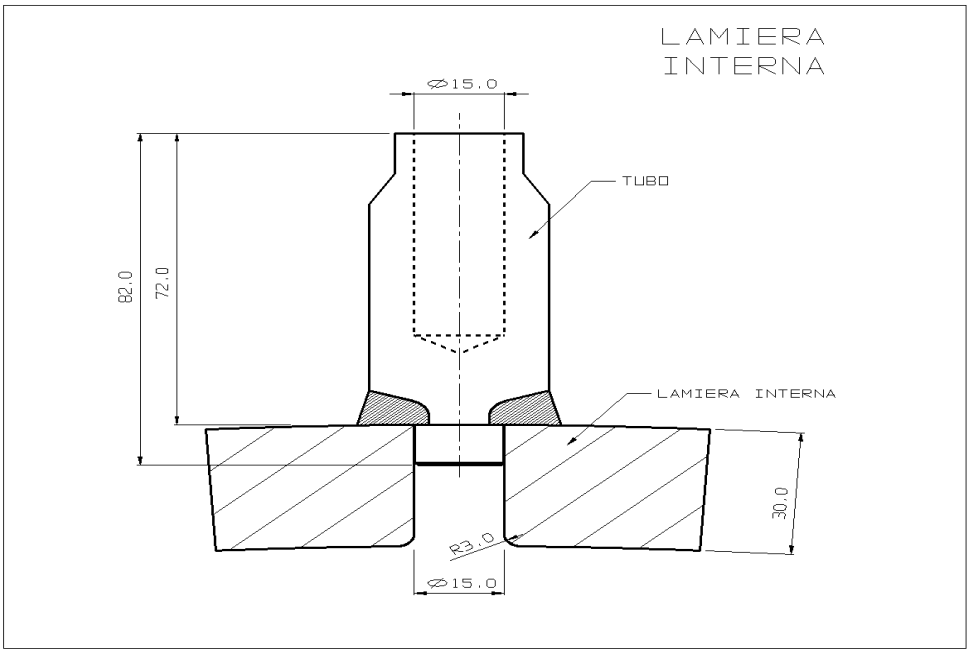


Figura 4b. Saldatura della tubazione alla lamiera interna

Anche le saldature del tubo e delle lamiere sono state effettuate seguendo il procedimento di saldatura qualificato al tempo della costruzione e precisamente con metodo TIG utilizzando filo LA/SD2 AWS A5,28 ER80S-D2.

Rimosso il tubo danneggiato si è provveduto al suo ripristino seguendo le seguenti fasi:

1. posizionamento del tubo come in Figura 4b e sua saldatura con la parte esterna della parete interna del forno.
2. saldatura della lamiera all'interno del taglio praticato per rimuovere il tubo danneggiato (Figura 6).
3. saldatura della flangia di accoppiamento alla tubazione rispettando appieno quanto previsto dal progetto originale (Figura 7).
4. foratura della tubazione per l'inserimento della termocoppia di controllo. Il foro è stato praticato dall'esterno verso l'interno con una punta per acciaio da 15 mm (Figura 8)

Tutte le saldature, sono state controllate al 100% e valutate, con esito positivo, mediante il metodo dei liquidi penetranti (Figura 9).

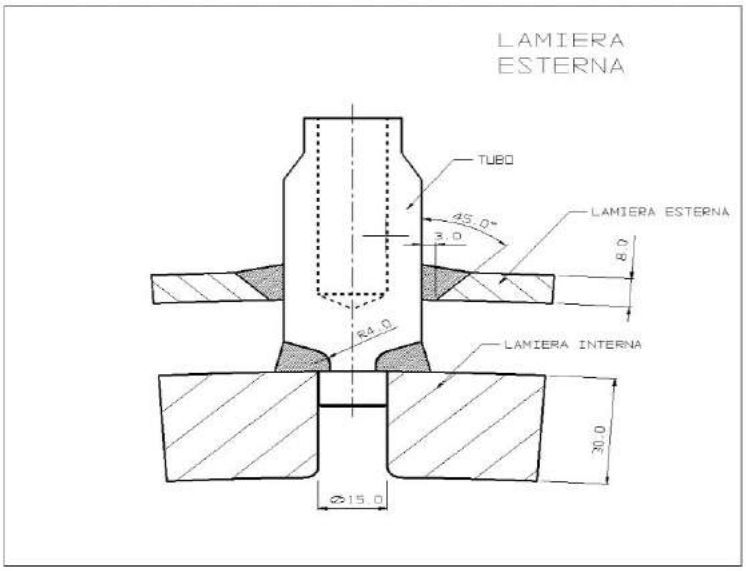


Figura 5. Saldatura lamiera esterna

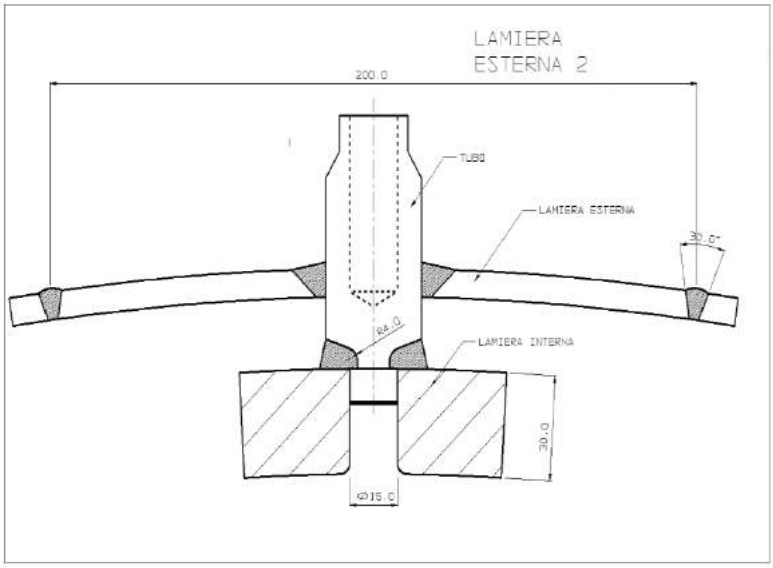


Figura 6. Saldatura lamiera in sede

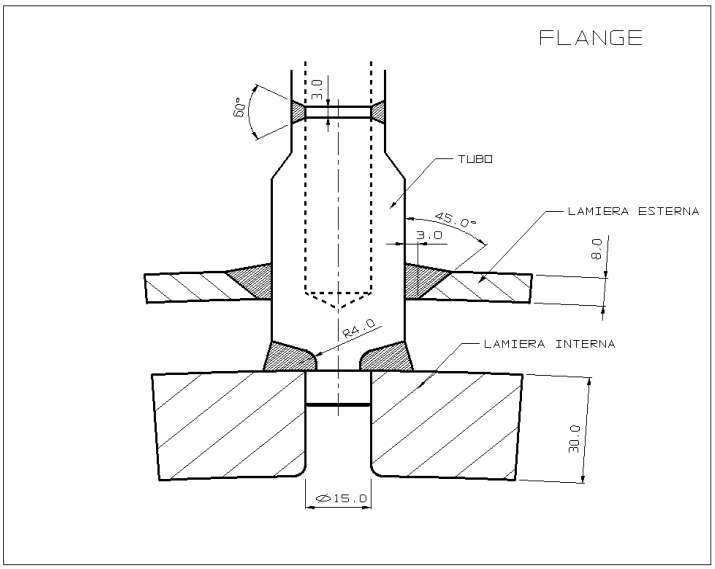


Figura 7. Saldatura flangia

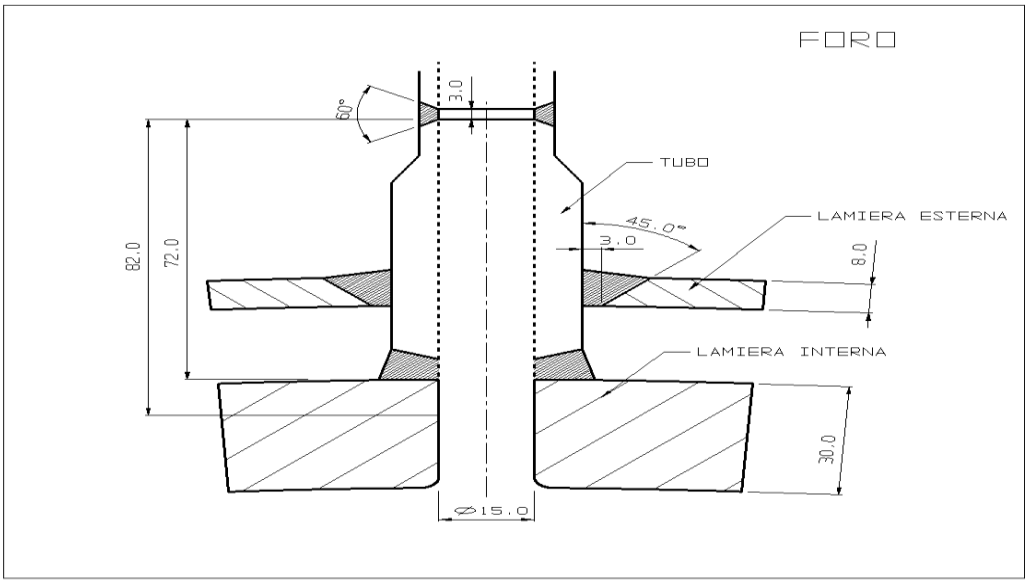


Figura 8. Foro



Figura 9. Controllo con liquidi penetranti

Al termine delle operazioni di riparazione, l'attrezzatura è stata sottoposta, alla presenza di un tecnico INAIL della U.O.T. CVR, ad una prova pneumatica con argon alla pressione di 1,1 PS. L'esito, positivo della prova è stato poi da questi verbalizzato e l'utilizzatore da tale data è stato autorizzato a rimettere in esercizio l'attrezzatura.

5. Conclusioni

Possiamo quindi dire che con la normativa vigente in materia di installazione e di esercizio delle attrezzature a pressione, da un lato si è avuto uno snellimento ed una semplificazione sulle procedure per le prime installazioni d'impianto, e dall'altro, invece, si è generata una difficoltà interpretativa tra il concetto di *"riparazione"* e quello di *"modifica"* dell'attrezzatura. A tal riguardo, quindi, sarà il tecnico verificatore - sulla scorta della propria esperienza, analizzando caso per caso - a decidere la procedura tecnica da utilizzare, con l'obiettivo primario di ridurre il rischio residuo che potrebbe portare ad un incidente/infortunio/danno con conseguenze notevoli per i lavoratori addetti.

6. Bibliografia

[1] Regio Decreto 12 maggio 1927, n. 824 – “Approvazione del regolamento per l’esecuzione del Regio Decreto – Legge 9 luglio 1926, n. 1331 che costituisce l’Associazione Nazionale per il Controllo sulla Combustione”.

[2] Decreto Ministeriale 21 maggio 1974 “Norma integrative del regolamento approvato con R.D. 12.5.1927, n. 824, e disposizioni per l’esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchi a pressione”.

[3] Direttiva P.E.D. 97/23/CE e 2014/68/UE.

[4] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 “Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di apparecchi a pressione”.

[5] Decreto 1 dicembre 2004, n. 329 “Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all’art. 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93.

[6] Decreto Legislativo 9 aprile 2008, n. 81 “Attuazione dell’art. 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”.

[7] Circolari ISPESL

[8] Raccolte ISPESL S, M ,VSR, VSG

Casi Studio di interventi su tubazioni esistenti. Modifiche non importanti (riparazioni) e modifiche importanti (nuova certificazione PED)

G. Sferruzza*, V. Nastasi*, G. Argento*, A. Muratore**

*Inail - UOT di Palermo
**Inail - UOT di Piacenza

Sommario

Capita sempre più spesso che gli utilizzatori di impianti industriali realizzati in data antecedente all'entrata in vigore della Direttiva PED (raffinerie, impianti chimici, centrali termoelettriche, ecc.), per adeguare gli stessi a nuove esigenze produttive e di sicurezza, chiedano alle U.O.T. dell'Inail la possibilità di effettuare interventi su tubazioni esistenti già denunciate ai sensi dell'art.16 del DM 329/04.
Nel presente lavoro si vogliono affrontare sul piano strettamente tecnico, evitando di entrare in interpretazioni legislative che spettano alle competenti autorità, alcuni casi studio di interventi su tubazioni esistenti, quali ad esempio l'inserimento di un "Tee In" per la connessione ad un nuovo tratto di tubazione o la sostituzione di un "Tee Aut" con una curva o un tratto retto per l'eliminazione di una diramazione di tubazione esistente non più necessaria al processo produttivo, che, in determinate condizioni, possono essere ricondotte a modifiche non importanti (riparazioni) oppure da trattare come modifiche importanti e quindi da sottoporre a certificazione PED.
I casi studio proposti, di interventi su tubazioni esistenti, vengono affrontati prendendo in considerazione sia gli aspetti meccanico-strutturali che gli aspetti fluidodinamici di interazione tra fluido e tubazione, al fine di una completa analisi dei rischi.

1. Introduzione

Nei casi studio trattati di inserimento di pezzi speciali e/o di nuovi tratti di tubazioni o di eliminazione di tratti di linee non più utili al processo produttivo, si è tenuto conto delle seguenti principali variabili:

- direzione del flusso del fluido trasportato (*flusso entrante o uscente)*;
- variazioni di portata a valle dell'innesto della tubazione esistente che, a seguito dell'intervento, può risultare superiore o inferiore a quella originaria;
- variazioni della velocità del fluido a valle dell'innesto che, a seguito dell'intervento, può risultare superiore (*flusso entrante*) o inferiore (*flusso uscente*), rispetto a quella originaria. In caso di aumento della velocità, si può verificare il passaggio del moto del fluido da laminare a turbolento, con conseguente aumento del rateo di abrasione/corrosione già dichiarato ai sensi dell'art.16 del DM 329/04 con una accelerazione di tale fenomeno;
- aumento del rischio di sovrasollecitazioni causate da un gioco eccessivo (ad es. delle flange);
- aumento del rischio sollecitazioni aggiuntive causate da un possibile sisma sia su tutti i componenti della tubazione stessa che sui relativi supporti e ancoraggi e, di conseguenza, sulla struttura rack;
- aumento della formazione di condensa per fluidi gassosi all'interno dei tubi, fattore causa di eventuali corrosioni eccessive ma anche di possibile formazione di contropressioni che possono causare colpi d'ariete;
- aumento del rischio fatica derivanti da vibrazioni;

- aumento del rischio dovuto a turbolenze.

Alla luce delle variabili sopra elencate si cercherà di fare una disamina qualitativa delle varie situazioni più ricorrenti e tecnicamente significative, cercando di prendere in considerazione sia gli aspetti meccanico-strutturale che gli aspetti di interazione tra fluido e tubazione che, a secondo dei casi, può portare ad una variazione della tipologia di moto del fluido (laminare o turbolento) all'interno della tubazione con possibili conseguenze legate all'aumento del rateo di abrasione/corrosione, aumento delle vibrazioni, ecc. .

Nella trattazione si prenderanno in considerazione tubazioni esistenti, già denunciate all'Inail ai sensi dell'art. 16 del DM 329/04, sulle quali si intendono eseguire gli interventi.

2. Caso studio n°1: nuova tubazione da costruire in PED che si innesta sulla tubazione esistente a 90° con flusso entrante

In questo caso studio l'intervento consiste nell'inserimento di un tratto di tubo, dotato di flangia terminale saldata, mediante innesto saldato senza piastra di rinforzo ad una tubazione esistente. Tale flangia verrà collegata, successivamente, ad una nuova tubazione costruita secondo la direttiva PED e la cui categoria (che può andare dalla III fino alla classificazione in art.3 comma 3 D.Lgs. 93/2000 e s.m.i.) sarà inferiore o uguale a quella della linea esistente su cui si deve effettuare l'intervento e, di conseguenza, di diametro inferiore o uguale.

Si riporta nella Figura 1 lo schema di intervento.

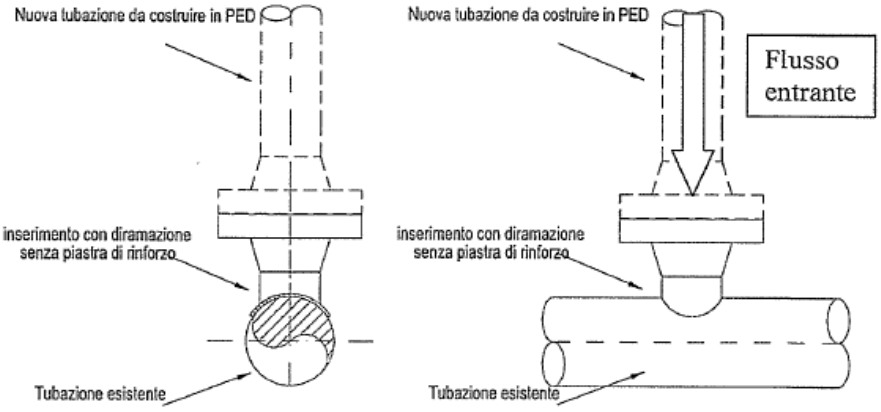


Figura 1. Vista frontale e laterale dell'intervento con innesto saldato al tubo esistente senza piastra di rinforzo con flusso entrante

Si ipotizza che la nuova tubazione da costruire in PED, che si innesterà sulla tubazione esistente a 90°, permetterà il trasporto del fluido con flusso entrante sulla tubazione esistente prima considerata e a suo tempo denunciata all' Inail ai sensi dell'art. 16 del DM 329/04.

In riferimento all'intervento ipotizzato si evidenziano alcune "criticità tecniche" che possono avere ricadute sulla sicurezza impiantistica.

Infatti dal punto di vista qualitativo, trattandosi di "flusso entrante", nella sezione finale della nuova tubazione PED prima dell'immissione sulla tubazione esistente, il fluido deve avere una pressione maggiore di quella della tubazione esistente in corrispondenza del nodo di innesto. Una ulteriore conseguenza dell'intervento sarà che la portata a valle dell'innesto sulla tubazione esistente risulterà sicuramente superiore a quella originaria, portando a valle dell'innesto il fluido ad una velocità media maggiore di come lavorava in precedenza sulla tubazione esistente.

Considerando quindi la geometria dell'innesto della nuova tubazione una conseguenza della variazione di portata del fluido entrante determinerà, per un tratto più o meno lungo a valle del nodo di innesto, un moto prettamente turbolento e sicuramente si avrà una diversa distribuzione della velocità delle particelle in prossimità delle pareti interne del tubo esistente rispetto al precedente moto più regolare del fluido (prettamente laminare). Il tutto provocherà un aumento del rateo di abrasione/corrosione nella parete interna della tubazione esistente già dichiarata ai sensi dell'art. 16 DM 329/04, con una accelerazione di tale fenomeno.
Inoltre, in questi casi, l'intervento dovrebbe dettagliare:

- il rischio di sovrasollecitazioni causate da un gioco eccessivo o dalla formazione di forze aggiuntive (ad es. della flangia). Tale rischio dovrebbe essere mitigato mediante idonei mezzi di sostegno, vincolo, ancoraggio, ecc. che devono essere in dettaglio evidenziati con uno studio specifico;
- l'aumento del rischio sollecitazioni aggiuntive causate da un possibile sisma sia su tutti i componenti della tubazione stessa che sui relativi supporti e ancoraggi e, di conseguenza, sulla struttura rack;
- l'eventuale inserimento di sistemi di drenaggio e di rimozione dei depositi delle zone basse onde evitare colpi d'ariete o corrosioni eccessive ove vi sia la possibilità che si formi condensa all'interno di tubi per fluidi gassosi;
- il rischio di possibili danni dovuti a turbolenze e vortici ponendo in essere adeguati interventi di sicurezza (es. prevedendo l'uso di incamiciature o materiali di rivestimento, prevedendo la sostituzione delle parti maggiormente colpite, attirando l'attenzione nelle "Istruzioni Operative" di cui al punto 3.4 dell'Allegato I "Requisiti Essenziali di Sicurezza" del D.Lgs. 93/2000 modificato ed integrato dal D.Lgs. 26/2016);
- il rischio di fatica derivante da vibrazioni delle tubazioni ponendo in essere adeguati interventi di sicurezza.
- l'eventuale inserimento di idonei intercetti al fine di isolare i tubi di derivazione che presentano rischi notevoli a causa delle loro dimensioni se le sostanze contenute nelle tubazioni sono fluidi appartenenti al gruppo 1 (pericolosi).

In riferimento a quanto descritto tale caso studio non può, da un punto di vista tecnico, essere ricondotto a modifica non importante (riparazione) ma, poiché cambiano le condizioni originali di progetto quali pressione, velocità, rateo di corrosione, analisi dei rischi ecc., il tutto dovrebbe essere sottoposto a certificazione PED.

3. Caso studio n°2: nuova tubazione da costruire in PED che si innesta sulla tubazione esistente a 90° con flusso uscente

In questo caso studio l'intervento consiste nell'inserimento di un tratto di tubo, dotato di flangia terminale saldata, mediante innesto saldato senza piastra di rinforzo ad una tubazione esistente. Tale flangia verrà collegata, successivamente, ad una nuova tubazione costruita secondo la direttiva PED e la cui categoria (che può andare dalla III fino alla classificazione in art.3 comma 3 D.Lgs. 93/2000 e s.m.i.) sarà inferiore o uguale a quella della linea esistente su cui si deve effettuare l'intervento e, di conseguenza, di diametro inferiore o uguale.
Si riporta nella Figura 2 lo schema di intervento.

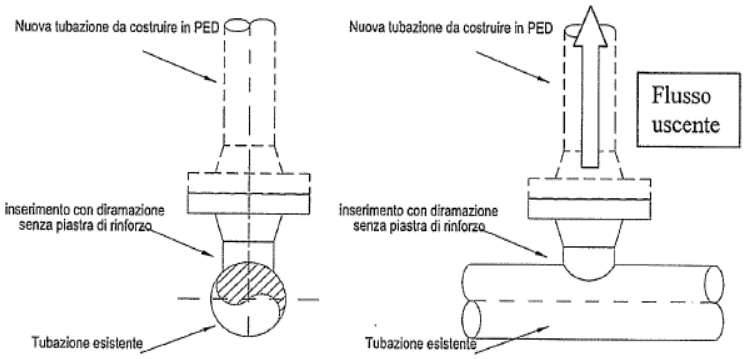


Figura 2. Vista frontale e laterale dell'intervento con innesto saldato al tubo esistente senza piastra di rinforzo con flusso uscente

Si ipotizza che la nuova tubazione da costruire in PED, che si innesterà sulla tubazione esistente a 90°, permetterà il trasporto del fluido con flusso uscente sulla tubazione esistente prima considerata e a suo tempo denunciata all' Inail ai sensi dell'art. 16 del DM 329/04.
In riferimento all'intervento ipotizzato si evidenziano alcune "criticità tecniche" che possono avere ricadute sulla sicurezza impiantistica.
Da un punto di vista qualitativo, trattandosi di "flusso uscente", la proposta di intervento dovrebbe chiarire nel dettaglio le condizioni di esercizio a monte del nodo interessato dall'innesto dopo l'intervento. Infatti se esiste, a monte del nodo, un possibile aumento di portata del fluido, di velocità media del fluido, di pressione, ecc. nella tubazione esistente facendo passare il moto del fluido da regolare (laminare) ad un moto prettamente turbolento che avrebbe come conseguenza una diversa distribuzione della velocità delle particelle in prossimità delle pareti interne del tubo esistente, si ricade nel caso studio illustrato al paragrafo 2.
Quindi tale caso studio, da un punto di vista tecnico si può far rientrare come modifica non importante (riparazione) a condizione che a monte del nodo di inserimento le nuove condizioni fluidodinamiche non comportino variazioni alle prestazioni ed ai sistemi di sicurezza.

4. Caso studio n°3: nuova tubazione da costruire in PED che si innesta sulla tubazione esistente a 90° con flusso uscente sfruttando un accoppiamento flangiato con flangia cieca esistente.

In questo caso studio l'intervento ipotizzato consiste nell'inserimento di una linea sfruttando un accoppiamento flangiato con flangia cieca esistente. In questo caso non devono essere realizzate saldature ma basta scollegare la flangia cieca esistente ed eseguire il collegamento imbullonato alla flangia facente parte della nuova tubazione costruita secondo la direttiva PED e la cui categoria (che può andare dalla III fino alla classificazione in art.3 comma 3 D.Lgs. 93/2000 e s.m.i.) sarà inferiore o uguale a quella della linea esistente su cui si deve effettuare l'intervento e, di conseguenza, di diametro inferiore o uguale.
Si riporta nella Figura 3 lo schema di intervento.

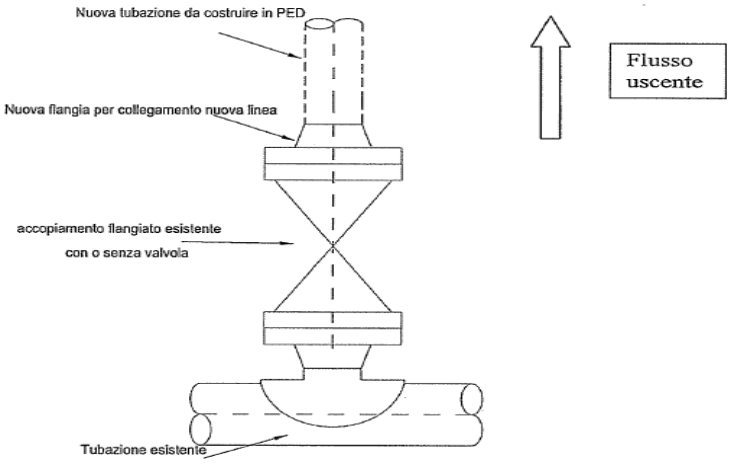


Figura 3. Inserimento di una nuova linea defluente (uscente) sfruttando un accoppiamento flangiato esistente sulla tubazione esistente

Si ipotizza che la nuova tubazione da costruire in PED, che si innesterà sulla tubazione esistente a 90°, permetterà il trasporto del fluido con "flusso uscente" sulla tubazione esistente prima considerata e a suo tempo denunciata all' Inail ai sensi dell'art. 16 del DM 329/04.
In riferimento all'intervento ipotizzato si evidenziano alcune "criticità tecniche" che possono avere ricadute sulla sicurezza impiantistica.
Da un punto di vista qualitativo, trattandosi di "flusso uscente", la proposta di intervento dovrebbe chiarire nel dettaglio le condizioni di esercizio a monte del nodo interessato dall'innesto dopo l'intervento. Infatti se esiste, a monte del nodo, un possibile aumento di portata del fluido, di velocità media del fluido, di pressione, ecc. nella tubazione esistente facendo passare il moto del fluido da regolare (laminare) ad un moto prettamente turbolento che avrebbe come conseguenza una diversa distribuzione della velocità delle particelle in prossimità delle pareti interne del tubo esistente, si ricade nel caso studio illustrato al paragrafo 2.
Quindi tale caso studio, da un punto di vista tecnico, si può far rientrare come modifica non importante (riparazione) a condizione che a monte del nodo di inserimento le nuove condizioni fluidodinamiche non comportino variazioni alle prestazioni ed ai sistemi di sicurezza.

5. Caso studio n° 4: nuova tubazione da costruire in PED che si innesta sulla tubazione esistente a 90° con flusso uscente mediante l'inserimento di un nuovo pezzo a "T" forgiato

In questo caso studio l'intervento ipotizzato consiste nell'inserimento di un nuovo pezzo a "T" forgiato e saldato alle due estremità alla tubazione esistente in sostituzione di un tratto di tubo di equivalente lunghezza.
Il tratto a "T" sarà dotato di flangia saldata testa a testa che consentirà l'inserimento, mediante un accoppiamento flangiato, ad una nuova tubazione che sarà costruita in PED.
Tale flangia, quindi, verrà successivamente collegata alla flangia facente parte della nuova tubazione costruita secondo la direttiva PED e la cui categoria (che può andare dalla III fino alla classificazione in art.3 comma 3 D.Lgs. 93/2000 e s.m.i.) sarà inferiore o uguale a quella della linea esistente su cui si deve effettuare l'intervento e, di conseguenza, di diametro inferiore o uguale.
Si riporta nella Figura 4 lo schema di intervento.

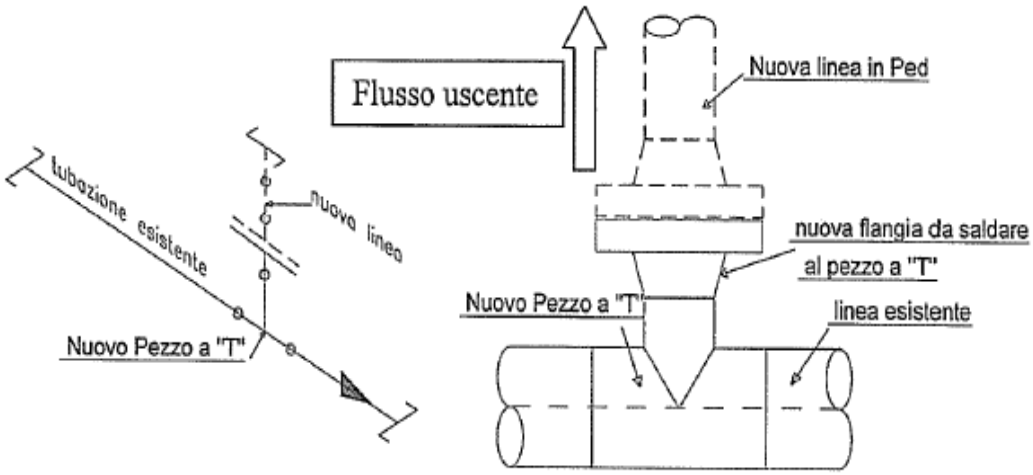


Figura 4. Nuova tubazione in PED che si innesta sulla tubazione esistente a 90° con flusso uscente mediante l'inserimento di un pezzo a "T" forgiato

Si ipotizza che la nuova tubazione da costruire in PED, che si innesterà sulla tubazione esistente a 90°, permetterà il trasporto del fluido con "flusso uscente" sulla tubazione esistente prima considerata e a suo tempo denunciata all' Inail ai sensi dell'art. 16 del DM 329/04.
In riferimento all'intervento ipotizzato si evidenziano alcune "criticità tecniche" che possono avere ricadute sulla sicurezza impiantistica.
Da un punto di vista qualitativo, trattandosi di "flusso uscente", la proposta di intervento dovrebbe chiarire nel dettaglio le condizioni di esercizio a monte del nodo interessato dall'innesto dopo l'intervento. Infatti se esiste, a monte del nodo, un possibile aumento di portata del fluido, di velocità media del fluido, di pressione, ecc. nella tubazione esistente facendo passare il moto del fluido da regolare (laminare) ad un moto prettamente turbolento che avrebbe come conseguenza una diversa distribuzione della velocità delle particelle in prossimità delle pareti interne del tubo esistente, si ricade nel caso studio illustrato al paragrafo 2.
Quindi tale caso studio da un punto di vista tecnico si può far rientrare come modifica non importante (riparazione) a condizione che a monte del nodo di inserimento le nuove condizioni fluidodinamiche non comportino variazioni alle prestazioni ed ai sistemi di sicurezza.

6. Caso studio n°5: nuova tubazione da costruire in PED che si innesta sulla tubazione esistente a 90° con flusso entrante sfruttando un accoppiamento flangiato con cieca esistente

In questo caso studio l'intervento ipotizzato consiste nell'inserimento di una linea sfruttando un accoppiamento flangiato con flangia cieca esistente. In questo caso non devono essere realizzate saldature ma basta scollegare la flangia cieca esistente ed eseguire il collegamento imbullonato alla flangia facente parte della nuova tubazione costruita secondo la direttiva PED e la cui categoria (che può andare dalla III fino alla classificazione in art.3 comma 3 D.Lgs. 93/2000 e s.m.i.) sarà inferiore o uguale a quella della linea esistente su cui si deve effettuare l'intervento e, di conseguenza, di diametro inferiore o uguale.
Si riporta nella Figura 5 lo schema di intervento.

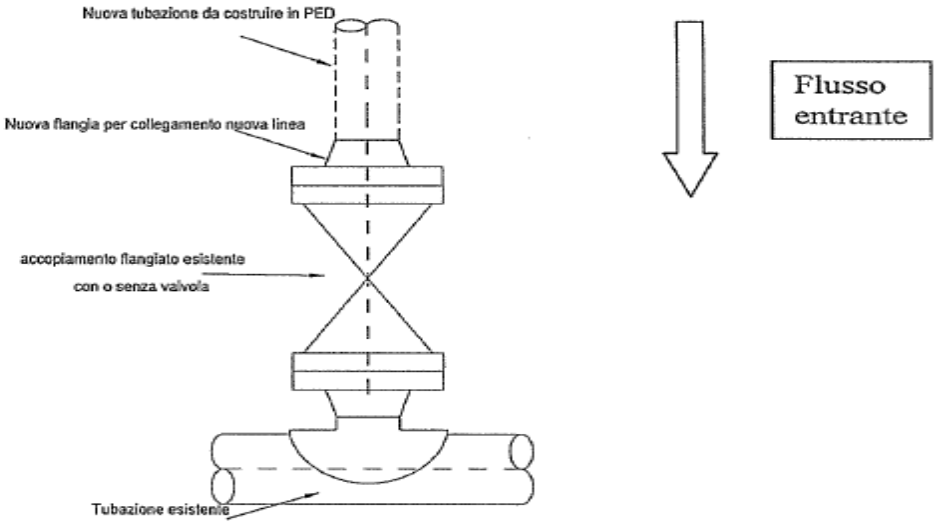


Figura 5. Inserimento di una nuova linea affluente (entrante) sfruttando un accoppiamento flangiato con cieca esistente

Si ipotizza che la nuova tubazione da costruire in PED, che si innesterà sulla tubazione esistente a 90°, permetterà il trasporto del fluido con "flusso entrante" sulla tubazione esistente prima considerata e a suo tempo denunciata all' Inail ai sensi dell'art. 16 del DM 329/04.
In riferimento all'intervento ipotizzato si evidenziano alcune "criticità tecniche" che possono avere ricadute sulla sicurezza impiantistica.
Infatti dal punto di vista qualitativo, trattandosi di "flusso entrante", nella sezione finale della nuova tubazione PED prima dell'immissione sulla tubazione esistente, il fluido deve avere una pressione maggiore di quella della tubazione esistente in corrispondenza del nodo di innesto. Una ulteriore conseguenza dell'intervento sarà che la portata a valle dell'innesto sulla tubazione esistente risulterà sicuramente superiore a quella originaria, portando a valle dell'innesto il fluido ad una velocità media maggiore di come lavorava in precedenza sulla tubazione esistente.
Considerando quindi la geometria dell'innesto della nuova tubazione e la variazione di portata del fluido entrante, che sicuramente per un tratto più o meno lungo a valle del nodo di innesto avrà un moto prettamente turbolento, sicuramente si avrà una diversa distribuzione della velocità delle particelle in prossimità delle pareti interne del tubo esistente rispetto ad un moto più regolare del fluido (prettamente laminare).
Il tutto provocherà un aumento del rateo di abrasione/corrosione nella parete interna della tubazione esistente già dichiarata ai sensi dell'art. 16 DM 329/04, con una accelerazione di tale fenomeno.
Inoltre, in questi casi, l'intervento dovrebbe dettagliare:

- il rischio di sovrasollecitazioni causate da un gioco eccessivo o dalla formazione di forze aggiuntive (ad es. della flangia). Tale rischio dovrebbe essere controllato mediante idonei mezzi di sostegno, vincolo, ancoraggio, ecc. che devono essere in dettaglio evidenziati con uno studio specifico;
- l'eventuale inserimento di sistemi di drenaggio e di rimozione dei depositi delle zone basse onde evitare colpi d'ariete o corrosioni eccessive ove vi sia la possibilità che si formi condensa all'interno di tubi per fluidi gassosi;
- il rischio di possibili danni dovuti a turbolenze e vortici ponendo in essere adeguati interventi di sicurezza (es. prevedendo l'uso di incamiciature o materiali di rivestimento, prevedendo la sostituzione delle parti maggiormente colpite, attirando l'attenzione nelle

"Istruzioni Operative" di cui al punto 3.4 dell'Allegato I "Requisiti Essenziali di Sicurezza" del D.Lgs. 93/2000 modificato ed integrato dal D.Lgs. 26/2016);
- l'aumento del rischio sollecitazioni aggiuntive causate da un possibile sisma sia su tutti i componenti della tubazione stessa che sui relativi supporti e ancoraggi e, di conseguenza, sulla struttura rack;
- il rischio di fatica derivante da vibrazioni delle tubazioni ponendo in essere adeguati interventi di sicurezza;
- l'eventuale inserimento di idonei intercetti al fine di isolare i tubi di derivazione che presentano rischi notevoli a causa delle loro dimensioni se le sostanze contenute nelle tubazioni sono fluidi appartenenti al gruppo 1 (pericolosi).

In riferimento a quanto descritto, tale caso studio non può, da un punto di vista tecnico, essere ricondotto a modifica non importante (riparazione) ma, poiché cambiano le condizioni originali di progetto quali pressione, velocità, rateo di corrosione, analisi dei rischi ecc., il tutto dovrebbe essere sottoposto a certificazione PED.

7. Conclusioni

Nella presente memoria si sono trattati cinque casi studio di interventi su tubazioni esistenti affrontando la problematica da un punto di vista strettamente tecnico ed evitando di entrare in interpretazioni legislative che spettano alle competenti autorità.

Molti degli interventi che nella vasta casistica della pratica tecnica realmente vengono prospettati, possono essere quasi sempre ricondotti ai casi studio rappresentati nel presente lavoro.

Infine si vuole sottolineare che, per affrontare una analisi dei rischi completa, gli interventi su tubazioni esistenti devono prendere in considerazione sia gli aspetti meccanico-strutturale delle tubazioni che gli aspetti fluidodinamici nella influenza reciproca tra fluido e tubazione.

8. Bibliografia

[1] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000 n 93 "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di Attrezzature a Pressione" GU n 91 del 18/04/2000, SO N 62/L

[2] Decreto Legislativo 15 febbraio 2016 n 26 "Attuazione della direttiva 2014/68/UE in materia di Attrezzature a Pressione" GU n 53 del 04/03/2016

[3] Decreto Ministero Attività Produttive 1/12/2004 n 329 "Regolamento recante norme per la messa in servizio e utilizzazione delle attrezzature a pressione art. 19 del D.Lgs. 93/2000"

[4] Circolare ISPESL n A00-09/0003878/05 del 6/12/2005

Confronto fra progettazione classica con i codici di calcolo o formule DBF e quella mediante analisi con il metodo degli Elementi Finiti DBA, degli anelli fisso e dentato del sistema di apertura di una Autoclave vulcanizzazione gomma

D. Cionchi*

*Inail - UOT di Ancona

Sommario
In questa memoria si intende esaminare ed analizzare gli scostamenti e le analogie fra i due metodi di calcolo che la PED ammette per la progettazione, il DBF Design by Formulae cioè calcolo degli spessori delle membrature sottoposte a pressione con i Codici, e il DBA Design by Analysis mediante l'uso di un elaboratore, di solito utilizzando il metodo degli elementi finiti. Questa analisi andrà a supportare e migliorare lo studio e il controllo delle massime sollecitazioni e deformazioni dell'attrezzatura in pressione.

1. Introduzione

Si prende in esame il parallelo, relativamente allo stato sollecitativo e deformativo, particolarmente interessante, in corrispondenza dei denti e sugli anelli fisso e dentato, saldato girevole, del sistema di apertura automatizzato di un sistema di vulcanizzazione manufatti in gomma comunemente denominato Autoclave. Il principio di funzionamento del sistema di apertura è costituito da una tipologia costruttiva del tipo a sovrapposizione di denti. In particolare Il sistema si costituisce di due parti, l'anello fisso saldato al mantello principale della macchina a pressione e l'anello dentato saldato al fondo ellittico anteriore girevole su supporto esterno. Si andranno quindi ad affiancare e confrontare, la progettazione classica che normalmente eseguiamo utilizzando le formule dei codici di calcolo, con l'analisi più dettagliata e puntuale, sulla superficie del pezzo, ottenuta con il metodo degli elementi finiti.

2. Descrizione dell'Impianto

L'autoclave in oggetto fornito come insieme si costituisce delle seguenti parti:
- Autoclave orizzontale con sistema di apertura a manovra unica del tipo a sovrapposizione di denti, asservito a sistema idraulico, automazione, accessori di sicurezza e controllo, binari interni per scorrimento carro porta materiale, valvole automatiche di intercettazione e regolazione fluidi.
- Carro di alimentazione materiali da vulcanizzare (tubi su anima rigida) costituito dalle seguenti parti: Struttura di base per supporto e movimentazione controcarro. Controcarro mobile idraulicamente con binari di guida del carro e sistema di traslazione del carro con trasmissione a pignone mobile; Carro porta materiale completo di ruote di scorrimento, cavalletti di supporto mandrini e cremagliera dentata.
- Quadro elettrico di comando e controllo con PLC e tastiera operatore touch screen
- Consolle operativa posizionata in posizione sicura per l'operatore.

3. I principali codici di calcolo nella progettazione di attrezzature a pressione

I principali codici di calcolo in uso nel mondo industrializzato sono rimasti sul mercato, nonostante l'armonizzazione che si sarebbe dovuta avere attraverso l'emanazione delle varie norme armonizzate alla direttiva PED, naturalmente con opportuni adeguamenti.
I codici che continuano a fornire la conformità alla direttiva di prodotto sono il nostro codice VSR,VSG + raccomandazioni CTI, il codice tedesco AD 2000 Merkblatt, il PD 5500 ex BS 5500 del Regno Unito, le CODAP 2000 Francese, la EN 13445 – 3 norma armonizzata europea (le ASME VIII div.1 Americane non hanno la presunzione di conformità).
Se consideriamo un elemento infinitesimo di attrezzatura sottoposta a pressione interna, in base alle ipotesi di rottura adottate dai vari codici di progettazione si giunge attraverso vari passaggi alle formule di stabilità. Le attrezzature a pressione sono genericamente assoggettate a uno Stato Tensionale Triassiale, in particolare le Tensioni Principali in un punto del materiale sono la Tensione principale Radiale secondo il raggio, la Tensione principale Tangenziale secondo la tangente alla circonferenza, la Tensione principale Assiale secondo l'asse longitudinale del cilindro.
La tensione assiale è distribuita uniformemente lungo lo spessore, la sua espressione si trova dall'equilibrio delle forze agenti su di una corona circolare. Se analizziamo la distribuzione delle tensioni principali lungo lo spessore in campo elastico la Tensione Tangenziale è sempre di trazione, il suo valore è massimo nella fibra interna e minimo in quella esterna. La Tensione Radiale è sempre di compressione, è massimo nella fibra interna e si annulla in quella esterna. La Tensione Assiale è sempre di trazione ed è costante lungo lo spessore assumendo un valore medio tra le prime due. La Tensione Assiale si può considerare nulla nel caso di recipienti privi di fondi come la si potrebbe considerare assimilando l'attrezzatura a tubazioni molto lunghe.

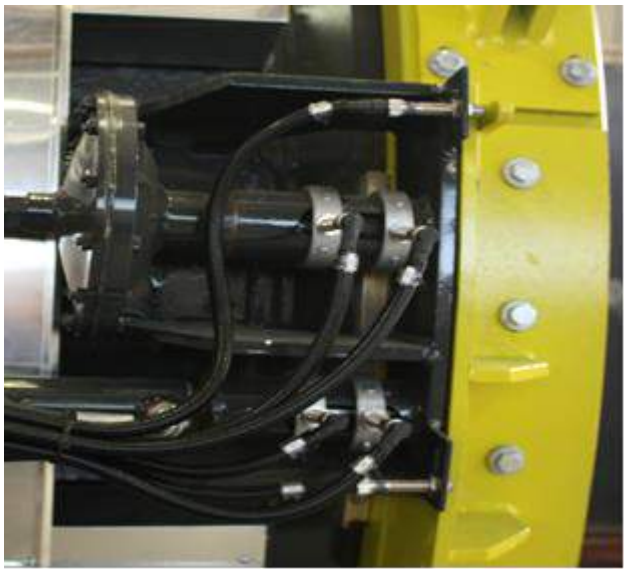


Figura 1. Sistema di sicurezza - membrana (in altro) con sensori di prossimità - pistone di blocco ghiera con sensori di prossimità - sensori di posizione ghiera dentata



Figura 2. Strumentazione di controllo e sicurezza

Dunque analizzando la distribuzione delle tensioni principali lungo lo spessore di una attrezzatura, per correlare lo Stato di Tensione Triassiale con i valori di resistenza del materiale ricavati in una prova di trazione, quindi in uno stato di sollecitazione monoassiale, occorre riferirsi alle teorie di resistenza che forniscono una Tensione di confronto o Tensione Ideale che è quella Tensione monoassiale equivalente, ai fini della stabilità, allo stato di tensione Triassiale.
Nei codici di progettazione da noi utilizzati vengono adottati i seguenti criteri di resistenti o ipotesi di rottura: 1) criteri di Lamè, 2) di Guest – Tresca o della massima Tensione Tangenziale, 3) di Von Mises. Dai suddetti criteri discendono le differenti espressioni della Tensione Ideale, le formule forniscono tale tensione in corrispondenza della fibra interna in quanto ivi si raggiunge il valore massimo in regime elastico.

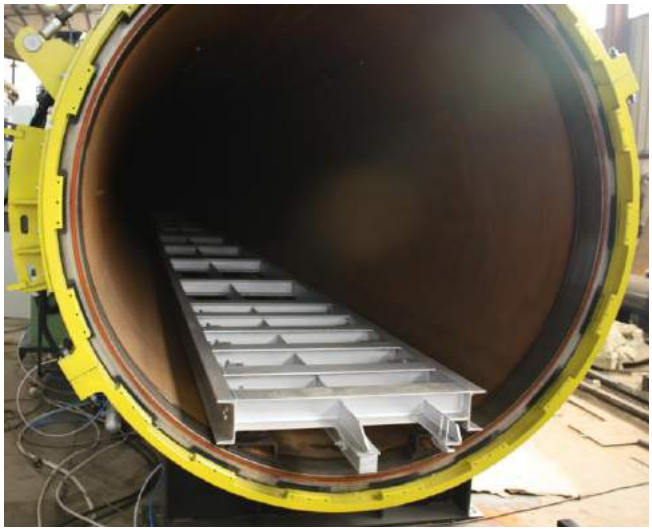




Figura 3 e 4. Apertura Autoclave a sovrapposizione denti

Analizzando poi la distribuzione delle tensioni lungo lo spessore dell'attrezzatura, in campo plastico, al crescere della pressione crescono corrispondentemente anche le tre tensioni tangenziale, radiale e assiale, sino a che nella fibra interna la tensione Ideale raggiunge quella di snervamento. Ad un successivo aumento della pressione la tensione Ideale rimane costante ed uguale allo snervamento nella fibra interna mentre cominciano a snervarsi anche le fibre più esterne. Le nostre VSR ad esempio utilizzano questo criterio tenendo conto del contributo dato anche dalle fibre esterne limitando così la tensione Ideale in corrispondenza della fibra interna più sollecitata.

4. Relazione di calcolo del sistema di apertura a sovrapposizione di denti

Si affronta la progettazione con il metodo DBF Design by Formulae cioè calcolo degli spessori delle membrature sottoposte a pressione con i Codici. Si prende in esame in particolare lo stato sollecitativo e deformativo, in corrispondenza dei denti e sugli anelli fisso e dentato, saldato girevole, del sistema di apertura automatizzato del nostro sistema di vulcanizzazione costituito da una tipologia costruttiva del tipo a sovrapposizione di denti. Il sistema è costituito di due parti, una è l'anello fisso saldato al mantello principale dell'attrezzatura a pressione e l'altra è l'anello dentato saldato al fondo ellittico anteriore girevole su supporto esterno.

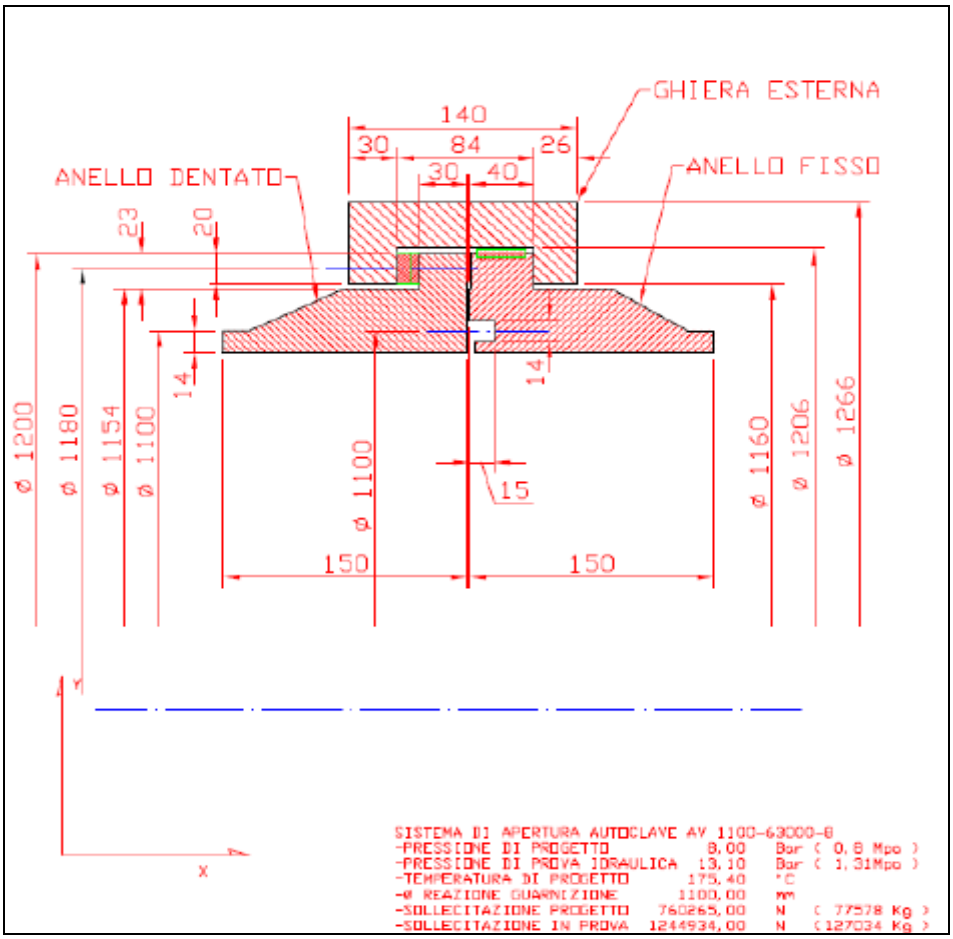


Figura 5. Sezione Anello dentato e Anello fisso con Ghiera esterna

Vediamo quali sono i nostri dati di progetto:

- Pressione massima ammissibile Pp = 08,0 Bar 0.80 Mpa
- Pressione di prova Pi = 13,1 Ba 1,31 Mpa
- Temperatura massima ammissibile 10 / 175,40°C
- Materiale ASTM A 105
- Caratteristiche materiale: Rm = 483 N/mm2

  Rs = 248 N/mm2

  Rp(0.2)/t = 215 N/mm2
- Dp = diametro reazione della guarnizione di tenuta = 1100
- Ld Larghezza dente = 23 mm ; b =13 mm
- H = Altezza dente interno utile = 30 mm
- Numero denti = 12

- L = Sviluppo dente (x 14°) (di =1154) = 140,98 mm

Le massime sollecitazioni in progetto e in prova idraulica sono:

Sollecitazione massima in progetto

$$Fp = Pp \times Dp2 \times \Pi/4 = 0.4 \times 11002 \times \Pi/4 = 760265 \text{ N/mm}^2$$

Sollecitazione massima in prova

$$Fi = Pi \times Dp2 \times \Pi/4 = 0.67 \times 11002 \times \Pi/4 = 1244934 \text{ N/ mm}^2$$

Andiamo ora a determinare le sollecitazione del dente dell'anello dentato:

Si calcola la massima sollecitazione di flessione (σp progetto - σi prova)

e il massimo sforzo di taglio (τ p progetto - τ i prova)

$Tp=Fp/12 = 63357 \text{ N/ mm}^2$ $J= LxH3/12 = 315000 \text{ mm}^4$

$Ti= Fi/12 = 103744 \text{ N/ mm}^2$ $w= J/(H/2) = 21000 \text{ mm}^3$

$\sigma p = Mp/w$ $Mp= Fp/12 \times b = 63355 \times 13 = 823615$ Nmm

$\sigma i = Mi/w$ $Mi= Fi/12 \times b = 1348672$ Nmm

Sollecitazione di Flessione Massima

$\sigma p = Mp/w = 39,2 \text{ N/ mm}^2$

$\sigma i = Mi/w = 64 \text{ N/ mm}^2$

$\tau p = Tp \times Ms / (J \times L) = 22 \text{ N/ mm}^2$ $Ms= L /2 \times H2/4 = 15860 \text{ mm}^3$

$\tau i = Ti \times Ms / (J \times L) = 37 \text{ N/ mm}^2$ Il valore del Taglio Massimo

Si calcola la sollecitazione di flessione e taglio in una parte della sezione dove sono ambedue presenti; la zona di maggior sollecitazione contemporanea risulta essere ad H/6 del dente

$H/6 = 5mm$ $y= H/2- H/6 = 10 \text{ mm}$

$W1= J/y = 31500 \text{ mm}^3$

$Ms1= L/2 \times (H2/4 – y2) = 8812 \text{ mm}^3$

$\sigma p = Mp/W1 = 26,14 \text{ N/ mm}^2$

$\sigma i = Mi/W1 = 42,81 \text{ N/ mm}^2$

$\tau p = Tp \times Ms1 / J \times L = 12 \text{ N/ mm}^2$

$$\tau i = Ti \times Ms1 / J \times L = \quad 20 \ N/mm^2$$

La Sollecitazione Ideale in corrispondenza di questa zona del dente risulta

$$\Sigma p = \sqrt{(\sigma p2 + 3 \tau p2)} = 33{,}39 \ N/mm^2 \quad (\text{in Progetto})$$

$$\Sigma i = \sqrt{(\sigma i2 + 3 \tau i2)} = \quad 55{,}06 \ N/mm^2 \quad (\text{in Prova})$$

$Rp(0.2) = 248 \ N/mm^2$ a temperature ambiente (20 °C)

$Rp(0.2)T = 215 \ N/mm^2$ a temperatura progetto (212°C)

$Np = Rp(0.2)T / \Sigma p = 215/33{,}39 = 6{,}43$ (Grado di sicurezza in condizioni di progetto)

$Ni = Rp(0.2/\Sigma = 248/55{,}06 = 4{,}50$ (Grado di sicurezza in condizioni di prova)

Il grado di sicurezza adottato è tale da garantire la stabilita del sistema e tale da non essere soggetto a fenomeni di indebolimento per fatica.
Non si trascrivono le verifiche delle altre sezioni del sistema di apertura meno sollecitate.
Si evidenzia che il sistema viene assemblato e asservito a sistema oleodinamico di movimentazione delle parti, in fase di chiusura i denti vengono portati a perfetta sovrapposizione senza serrare le parti, non vi sono quindi sollecitazioni dovute all'assetto guarnizione. La tenuta viene garantita da guarnizione in materiale siliconico a labbro

5. Metodo degli elementi finiti applicato al sistema di apertura

Andiamo ora a progettare utilizzando invece il DBA Design by Analysis, cioè mediante l'uso di un elaboratore, utilizzando il metodo degli elementi finiti. Questa analisi andrà a supportare e migliorare il nostro studio e controllo delle massime sollecitazioni e deformazioni a cui sarà assoggettata questa porzione dell'attrezzatura in pressione.
In questo parallelo si prenderà in esame dunque lo stato sollecitativo e deformativo, come nel metodo dei codici di calcolo in corrispondenza dei denti e sugli anelli fisso e dentato, saldato girevole, del sistema di apertura automatizzato.
Il Metodo agli Elementi Finiti viene normalmente utilizzato per risolvere problemi poggianti su leggi costitutive di tipo lineare. Tipici i problemi di sforzi - deformazioni in campo elastico. Il Metodo trova origini nelle necessità di risoluzione di problemi complessi di analisi elastica e strutturale, permettendo di risolvere il problema della determinazione dello stato di sforzo e deformazione in elementi in condizioni di carico per le quali non è reperibile o ricavabile la soluzione analitica o, come nel nostro caso, per ottenere un riscontro rispetto alla progettazione con codici di calcolo. In questo metodo si discretizza il continuo, che ha infiniti gradi di libertà, con un insieme di elementi di dimensioni finite, tra loro interconnessi in punti predefiniti (nodi). In generale, il metodo agli elementi finiti si presta molto bene a risolvere equazioni alle derivate parziali quando il dominio ha forma complessa, quando il dominio è variabile, quando l'accuratezza richiesta alla soluzione non è omogenea sul dominio e quando la soluzione cercata manca di regolarità. Queste condizioni le possiamo ritrovare nel caso dei denti e sugli anelli fisso e dentato, saldato girevole, del sistema di apertura automatizzato del nostro sistema di vulcanizzazione manufatti in gomma comunemente denominato Autoclave. La caratteristica principale del metodo degli elementi finiti è la discretizzazione attraverso la creazione di una griglia (mesh) composta da primitive (elementi finiti) di forma codificata (triangoli e quadrilateri per domini 2D, esaedri e tetraedri per domini 3D). Su ciascun elemento caratterizzato da questa forma elementare, la soluzione del problema è assunta essere espressa dalla

combinazione lineare di funzioni dette funzioni di base o funzioni di forma (shape functions).

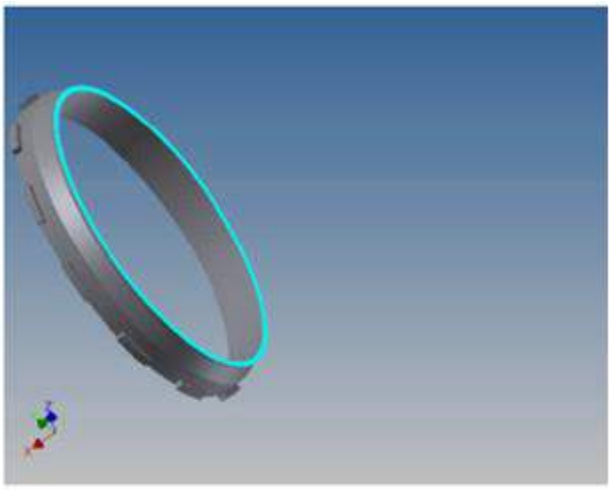


Figura 6. Vincolo di fissaggio

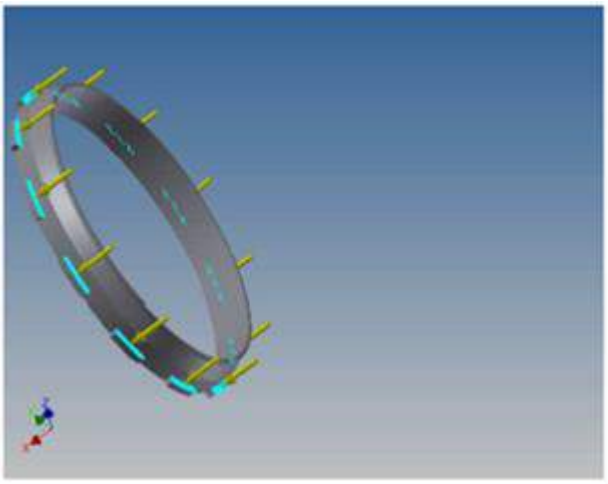


Figura 7. Forze di reazione sui vincoli

Andiamo ora ad individuare quelle che sono le Sollecitazioni sull'attrezzatura:

Sollecitazione di Von Mises: Minima: 0,213343 MPa; Massima: 16,9551 MPa

Prima sollecitazione Principale: Minima: -7,47089 MPa; Massima: 20,7177 MPa

Terza sollecitazione Principale: Minima: -20,0686 MPa; Massima: 7,11954 MPa

Spostamento: Minimo: 0,00 mm ; Massimo: 0,00778265

Fattore di Sicurezza: Minimo: 15 su; Massimo: 15 su

Sollecitazione XX: Minima: -7,47418 MPa; Massima: 14,343 MPa

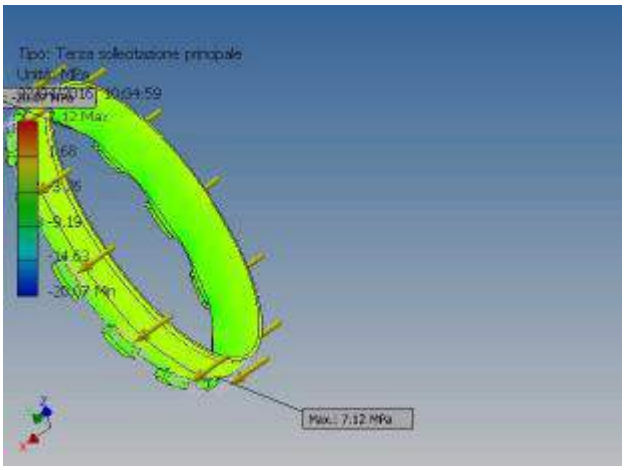
Sollecitazione XY: Minima: -8,73607 MPa; Massima: 8,96618 MPa

Sollecitazione XZ: Minima: -8,97295 MPa; Massima: 8,91321 MPa

Sollecitazione YY: Minima: -14,9558 MPa; Massima: 12,8832 MPa

Sollecitazione YZ: Minima: -5,45494 MPa; Massima: 5,2326 MPa

Sollecitazione ZZ: Minima: -14,2419 MPa; Massima: 12,8495 MPa



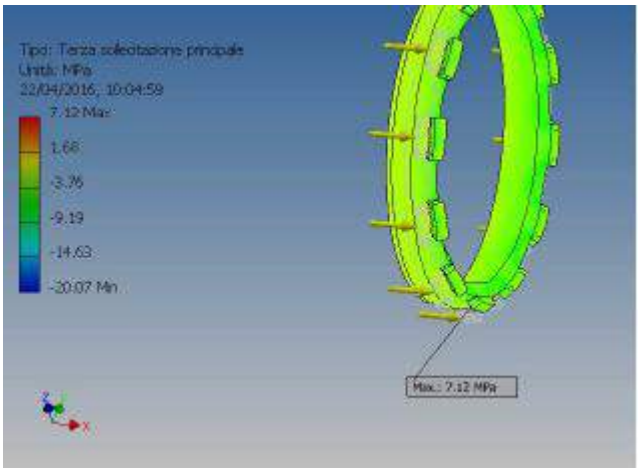


Figura 8 e 9. Terza sollecitazione principale

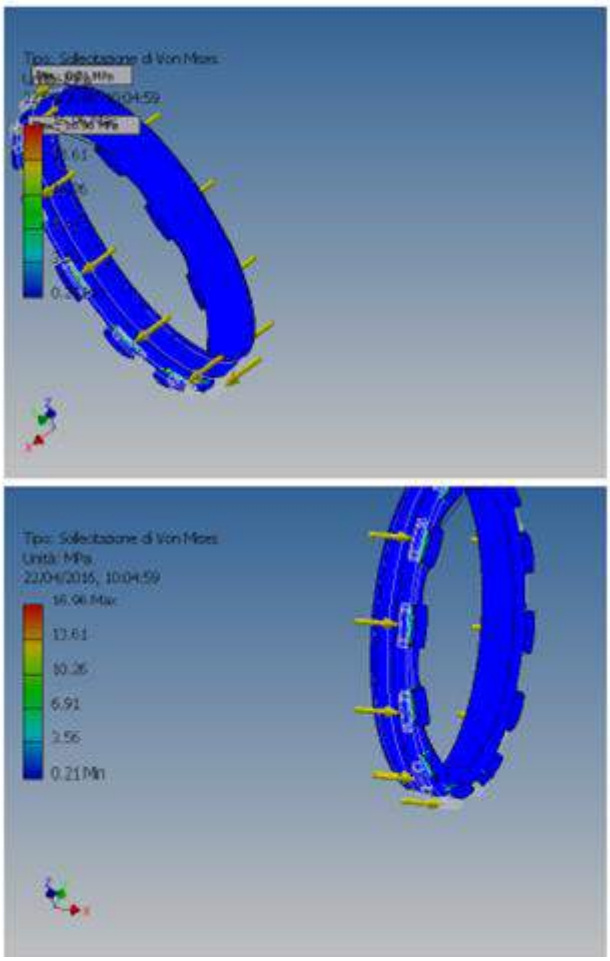


Figura 10 e 11.Sollecitazione di Von Mises

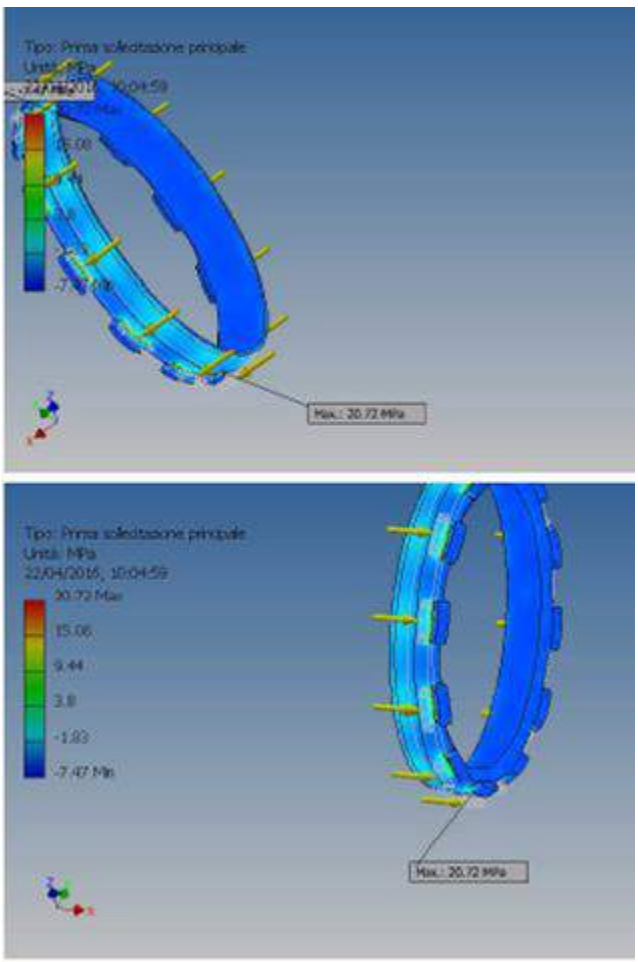


Figura 12 e 13.Prima sollecitazione principale

Spostamento X: Minimo: -0,000374897 mm ; Massimo: 0,00500869

Spostamento Y: Minimo: -0,00582108 mm ; Massimo: 0,00581366 mm

Spostamento z: Minimo: -0,00585804 mm ; Massimo: 0,00584773 mm

Deformazione equivalente: Minimo: 0,00000107322 su ; Massimo: 0,0000767913 su

Prima deformazione principale: Minimo 0,000000740164 su ; Massimo: 0,0000895701 su

Terza deformazione principale: Minimo -0,0000762683 su ; Massimo -0,000000023683 su

Deformazione XX: Minimo: -0,0000265498 su ; Massimo: 0,0000550914 su

Deformazione XY: Minimo: -0,0000563477 su ; Massimo: 0,0000578319 su

Deformazione XZ: Minimo: -0,00005778756 su ; Massimo: 0,0000574902 su

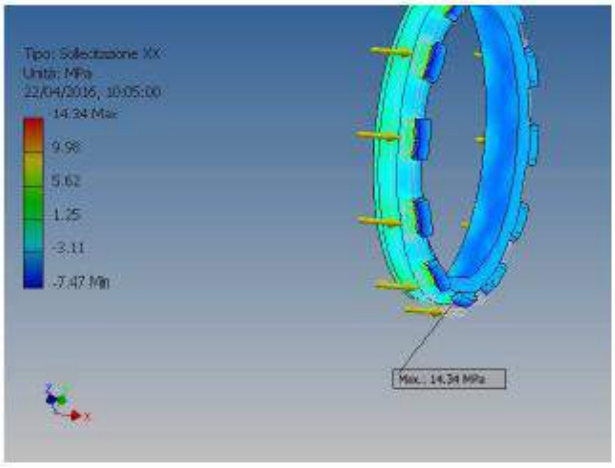


Figura 14. Sollecitazione XX

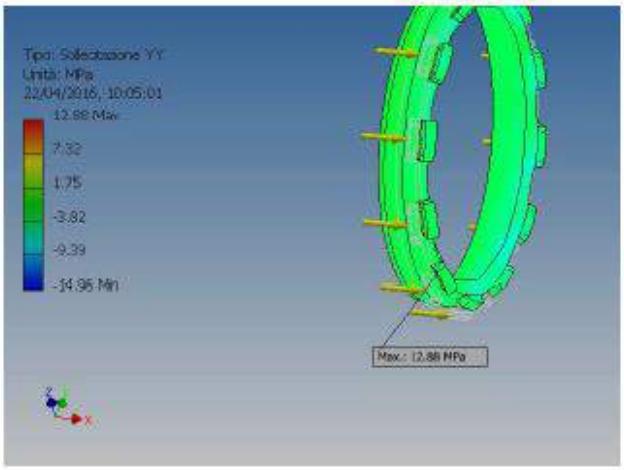
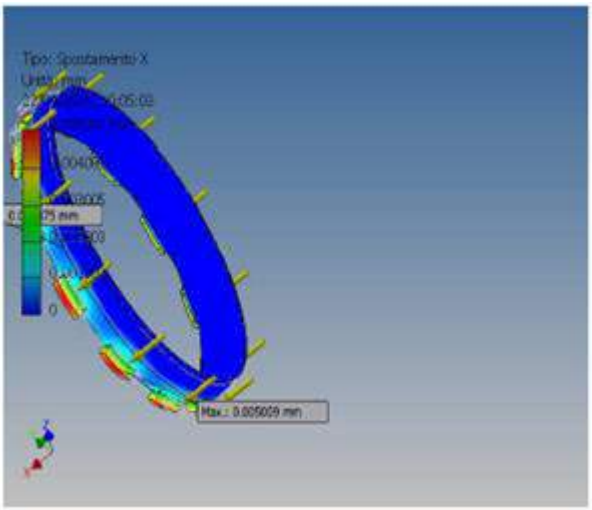


Figura 15. Sollecitazione YY



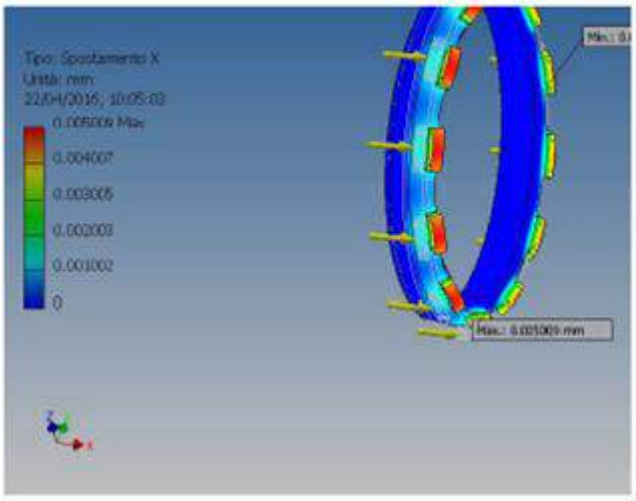
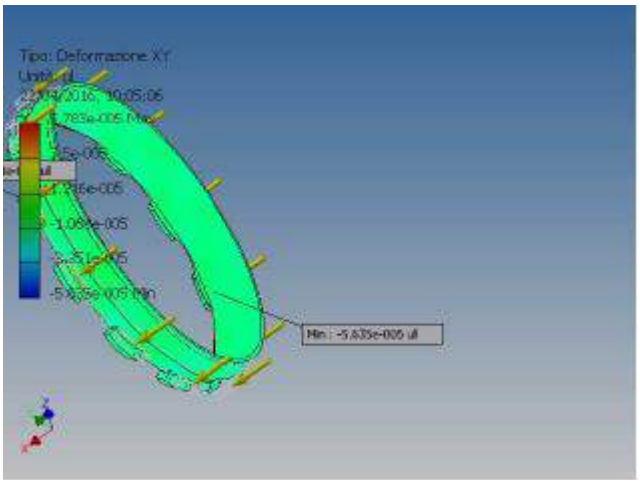


Figura 16 e 17. Spostamento X con differente visuale sull'anello dentato

Il metodo degli Elementi Finiti tranne rari casi non è un metodo esatto, ma approssimato. La convergenza della approssimazione con la soluzione esatta deriva da numerosi parametri. Se il modello è impostato correttamente, siamo comunque nell'ambito di approssimazioni molto vicine alla soluzione esatta. E' allora auspicabile una seria forma di controllo che si può esplicare in: Controllo dei risultati a mano, mediante schematizzazioni semplificate e schemi statici semplificati; Controllo dell'ordine di

grandezza dei risultati attesi; Benchmark tests - serie di test di prova del software con verifica di soluzioni comprovate; Comparazione con soluzioni teoriche esatte.



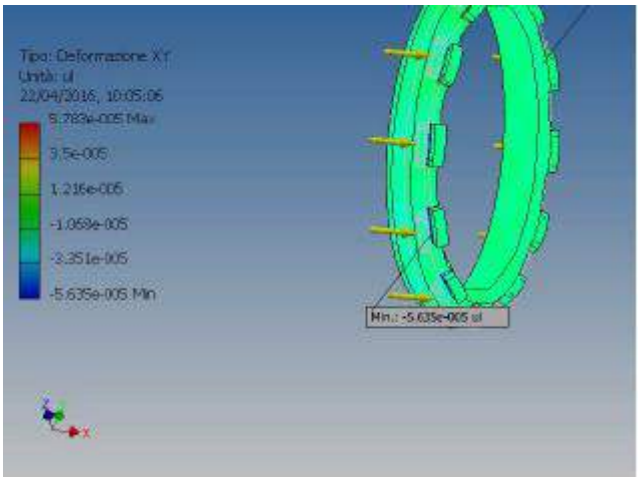
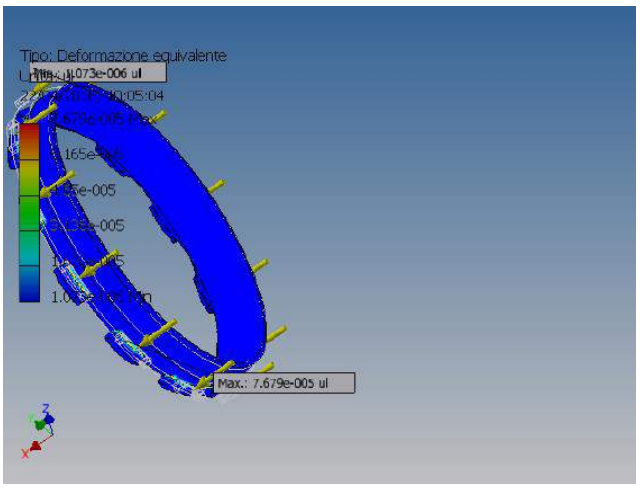


Figura 18 e 19. Deformazione X-Y



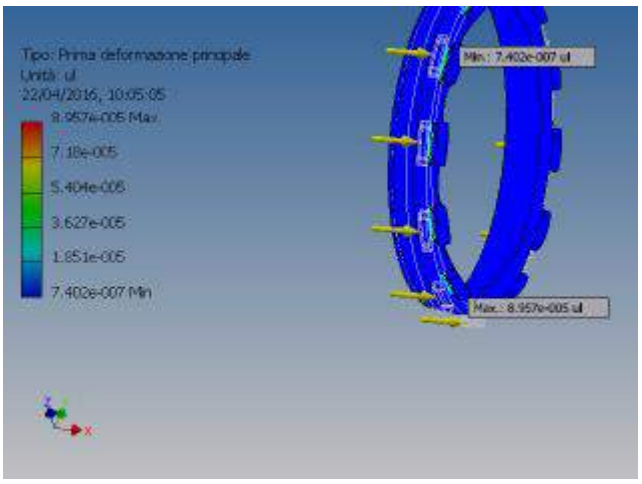


Figura 20. Deformazione equivalente

Figura 21. Prima deformazione principale

Dall'analisi comparativa delle sollecitazioni e delle deformazioni possiamo dedurre che utilizzando gli usuali codici di calcolo europei otteniamo dei valori leggermente superiori e quindi a vantaggio di sicurezza nella determinazione degli spessori finali da applicare.

6. Bibliografia

[1] Chaskalovic J. Finite Elements Methods for Engineering Sciences, Springer V. 2008.

[2] Zienkiewicz OC, Taylor RL, Zhu JZ. The Finite Element Method: Its Basis and Fundamentals, Butterworth-Heinemann. 2005.

[3] Cesari F, Martini D. I Recipienti in Pressione. Pitagora Editrice Bologna. 2012.

[4] Annaratone D. Recipienti in Pressione. Editore Maggioli Editore. 2008.

Monitoraggio di tubazioni mediante Onde Guidate magnetostrittive

F. Bertoncini*, P. Lenzuni**, C. Mennuti***, G. Augugliaro***, C. De Petris***, M. Raugi*

*Università di Pisa, Dipartimento di Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni
**Inail - UOT di Firenze
***Inail - DIT

Sommario

Questo lavoro presenta i risultati ottenuti in circa due anni di misure eseguite mediante sensori magnetostrittivi applicati su tubazioni da sei pollici contenenti fluidi non aggressivi. Le tubazioni non sono incamiciate e sono sostenute da supporti equispaziati, caratterizzati da due diverse geometrie, ovvero piatti e a V. Sono state utilizzate onde torsionali con frequenza 32 KHz e 64 KHz. La frequenza di campionamento è stata di 3 MHz.
I dati acquisiti mostrano una eccellente stabilità su lungo periodo. Tecniche di cross-correlazione hanno consentito una precisa quantificazione delle fluttuazioni periodiche associate della velocità di propagazione dell'onda, che sono state stimate intorno a 0,40 m/s per °C. Tale variazione risulta perfettamente coerente con l'ipotesi che essa sia generata da variazioni del modulo di taglio e della densità del materiale a loro volta indotte da fluttuazioni della temperatura. Analogamente, le ampiezze degli echi dovuti all'interazione dell'onda con elementi strutturali quali saldature e supporti mostrano una chiara correlazione con la temperatura con un aumento di circa 50% associato al passaggio dalle condizioni più fredde a quelle più calde ($\Delta t \approx 30°C$).
La quantificazione dell'effetto termico ha consentito una precisa sottrazione della baseline ed ha consentito di raggiungere sensibilità elevate. Una dettagliata analisi condotta sugli echi generati dai supporti a V è stata eseguita al fine di evidenziare possibili cambiamenti sistematici possibilmente associati al progredire della corrosione nella zona di contatto fra tubazione e supporto. Non sono state evidenziate anomalie statisticamente significative non riconducibili a elementi strutturali noti, ad un livello dello 0,5% della sezione trasversale, su un tratto di 30 metri della tubazione.

1. Introduzione

Il monitoraggio mediante onde guidate è una tecnica consolidata che può venire usata per tenere una tubazione sotto costante osservazione [1, 2, 3, 4], installando alcuni sensori in modo permanente. Sfruttando il fatto che le posizioni dei sensori sono fisse e adottando opportune tecniche di sottrazione della baseline, il monitoraggio riesce a raggiungere una sensibilità notevolmente maggiore di quella delle tradizionali ispezioni a test singolo. Tuttavia, a causa del fatto che la strumentazione deve essere dedicata per tempi lunghi, i costi sono generalmente alti, almeno se come sensori si utilizzano i tradizionali anelli piezoelettrici.
Ispezioni eseguite mediante sensori magnetostrittivi hanno ripetutamente dimostrato di garantire un'ottima affidabilità. Pertanto il monitoraggio ad onde guidate mediante sensori magnetostrittivi rappresenta in linea di principio un'alternativa molto promettente ai sensori piezoelettrici. Tuttavia esso è ancora in una fase sperimentale [7, 8] e la sua capacità di rivelare segnali sfuggenti come quelli associati alle fasi iniziali della corrosione deve essere ancora dimostrata in modo esaustivo.
L'obiettivo principale di questo lavoro è la determinazione della sensibilità di un sistema

basato su sensori magnetostrittivi, al manifestarsi della corrosione. A questo fine viene presentata una approfondita analisi mirata alla identificazione e alla quantificazione delle fluttuazioni stagionali indotte dalla temperatura che, una volta eliminate, consentono una precisa valutazione di eventuali derive sistematiche dovute al progredire di zone di corrosione.

2. Set-up sperimentale

Una tubazione da 6 pollici senza rivestimento è stata sottoposta a monitoraggio per quasi due anni, mediante sensori magnetostrittivi. La tubazione si trova all'interno della Raffineria di Roma. A parte i punti di contatto con i supporti, la tubazione è completamente sospesa in aria. I supporti sono di due diverse tipologie: tipo A, piatti, larghezza 10 cm (a sinistra nella Figura 1); tipo B, a V, larghezza 16 cm (a destra nella Figura 1). Questi ultimi hanno lo scopo di impedire eventuali movimenti laterali della tubazione.

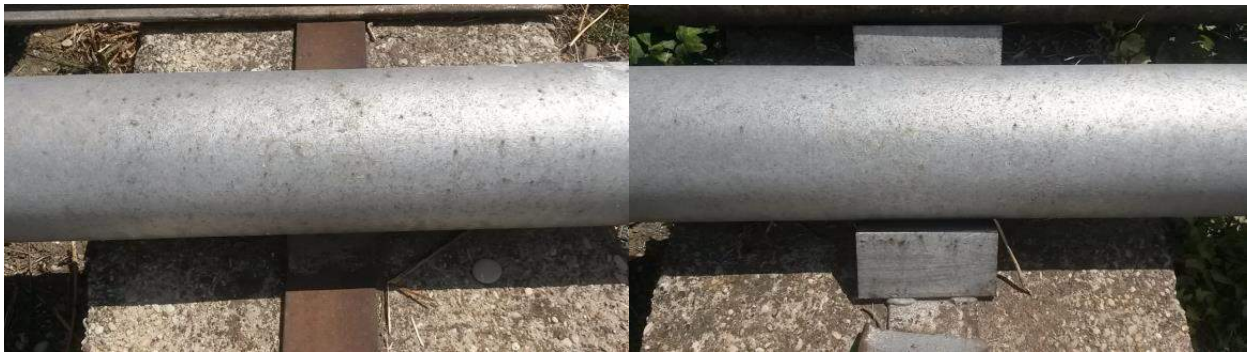


Figura 1. Le due tipologie di supporti: piatti (sx); a V (dx).

I sensori installati sulla tubazione sono due: il primo, PM1, è in configurazione "probe monitoring" nella quale sia la striscia magnetostrittiva sia la spirale sono installate in modo permanente; il secondo, PM2, è in configurazione "strip monitoring" nella quale la striscia di nichel-cobalto è installata in modo permanente ma la spira viene aggiunta soltanto in occasione delle misure.
Le onde torsionali generate per il monitoraggio hanno una frequenza di 32 KHz o di 64 KHz. La frequenza di campionamento è di 3 MHz. I dati sono stati acquisiti mediante un sistema diagnostico MsS 2020 D. La Tabella 1 riassume le date in cui sono state eseguite le misure, e le temperature dell'aria misurate in tali occasioni.

Misura	Data	Temperatura dell'aria (°C)
M1	19/05/2014 PM	21
M2	08/07/2014 AM	23
M3	08/07/2014 PM	26
M4	01/08/2014 AM	23
M5	11/03/2015 AM	6
M6	16/03/2015 AM	15
M7	04/08/2015 PM	32
M8	05/08/2015 AM	28

Tabella 1. Sintesi delle condizioni di misura.

3. Risultati e discussione

3.1 Velocità di propagazione e temperatura

La Figura 2 mostra, in funzione del tempo, l'ampiezza dell'eco associato all'interazione dell'onda torsionale con il primo supporto a V, per tutte le otto misure elencate nella Tabella 1 (da M1 a M8). La Figura 2 mostra chiaramente l'esistenza di variazioni nella velocità di propagazione che determinano istanti di arrivo diversi su una struttura che è ovviamente posta sempre nello stesso punto.

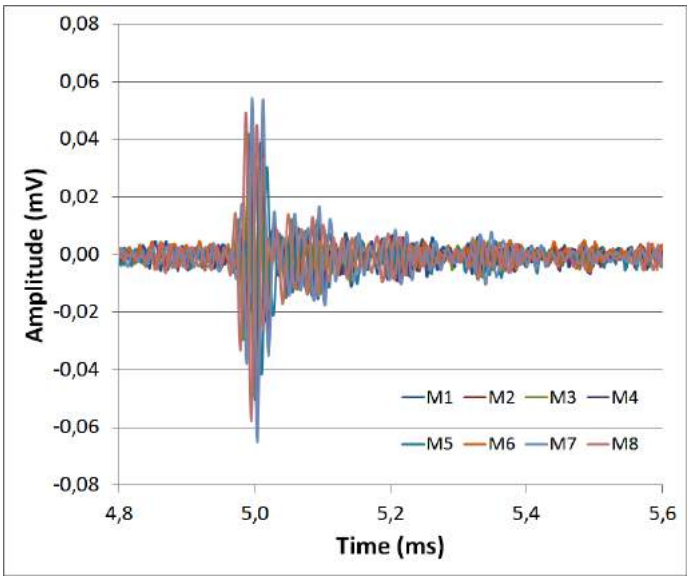


Figura 2. L'ampiezza del segnale generato dall'interazione con il primo supporto a V.

Imponendo la distanza fra il sensore e il supporto pari a 7,99 metri per tutte le misure, si è ottenuto uno specifico valore della velocità di propagazione per ciascuna misura. Questo calcolo è stato poi replicato per altre quattro strutture (supporti e saldature) poste in anch'esse in vicinanza del sensore ed in grado di generare un'eco significativa. I risultati sono mostrati nella Figura 3.

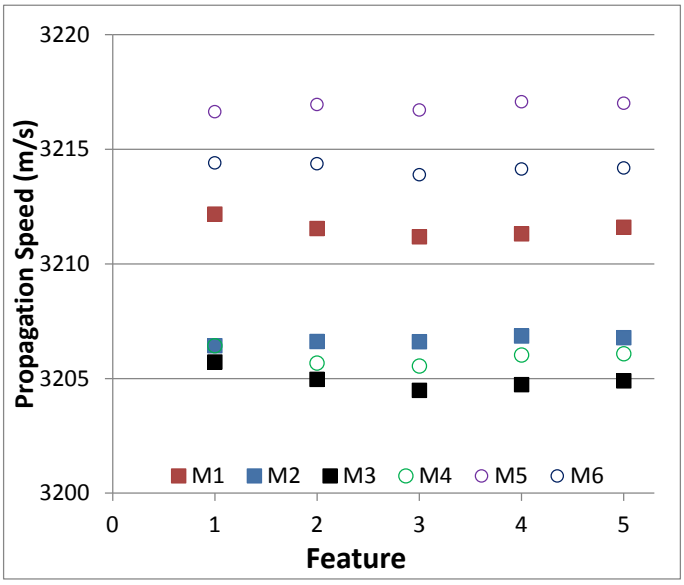


Figura 3. Velocità di propagazione per le prime cinque features (misure M1 – M6).

La velocità di propagazione delle onde torsionali dipende dal modulo di taglio G e dalla densità ρ del materiale

$$c_S = (G/\rho)^{0,5} \quad (1)$$

Il modulo di taglio G del ferro ha una dipendenza dalla temperatura approssimativamente lineare con un coefficiente di variazione $(\Delta G/G)/T \approx -2.5\times10^{-4}$ °C^{-1} [9]. Il coefficiente di variazione della densità del ferro è $(\Delta\rho/\rho)/T \approx -2.4\times10^{-5}$ °C^{-1} [10] per ricavare il quale è stata assunta un'espansione 2D dato che lo spessore della tubazione è molto inferiore alla circonferenza e alla lunghezza di quest'ultima. Nel limite $x << 1$, $(1+x)^{-1} \approx (1-x)$ e $\sqrt{(1\pm x)} \approx 1\pm x/2$, il che fornisce un valore previsto del coefficiente di variazione della velocità di propagazione $(\Delta c_S/c_S)/T \approx -1.13\times10^{-4}$ °C^{-1}, ovvero -0.36 m/s per °C.

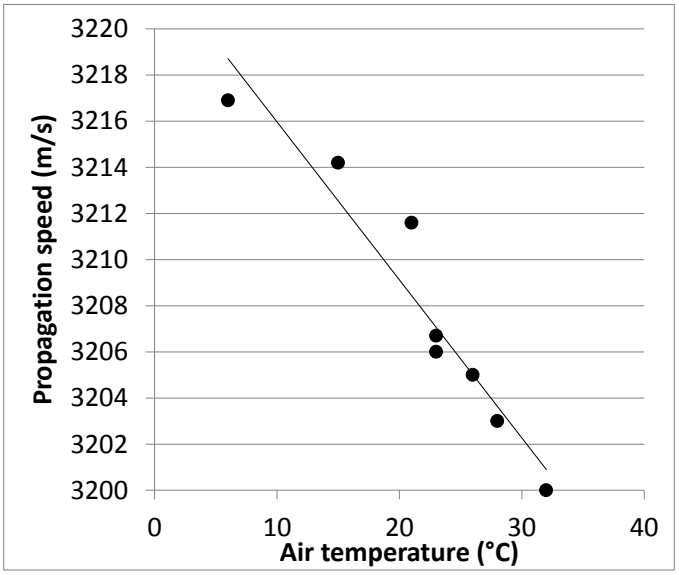


Figura 4. Velocità di propagazione dell'onda in funzione della temperatura dell'aria.

La Figura 4 mostra le velocità di propagazione dell'onda torsionale calcolate mediando I dati mostrati nella Figura 3 e le corrispondenti temperature dell'aria, queste ultime utilizzate come surrogati delle temperature della tubazione che non sono state misurate. Il coefficiente di variazione che si ottiene dal best fit lineare ai punti è -2×10^{-4} °C^{-1}, un po' più grande del valore previsto di -1.13×10^{-4} °C^{-1}. L'intervallo di valori osservato per le temperature dell'aria è tuttavia presumibilmente più ristretto del corrispondente intervallo per la temperature della tubazione, a causa dell'effetto su queste ultime della radiazione solare, specie nei mesi estivi. Ciò determina una pendenza della retta di best fit nella Figura 4 superiore a quella che si avrebbe utilizzando la temperatura della tubazione, e quindi una sovrastima del coefficiente di variazione che potrebbe rendere conto della differenza con il valore previsto. Sulla base di questi elementi, riteniamo che i dati sperimentali supportino l'ipotesi che le fluttuazioni annuali di c_S abbiano un'origine termica.

3.2 Ampiezza dell'eco e temperatura

Una volta nota la velocità di propagazione in funzione della temperatura, gli andamenti dei segnali in funzione del tempo sono stati convertiti in funzione della distanza dal sensore. L'analisi che segue si focalizza sul segnale ottenuto dall'interazione con il primo supporto a V. Questa tipologia di supporto presenta infatti condizioni favorevoli allo svilupparsi di

corrosione a causa della particolare forma (vedi Figura 1) che favorisce il ristagno di condensa nei punti di contatto fra tubazione e supporto stesso. Il segnale ottenuto dalla riflessione sul primo supporto garantisce poi il massimo rapporto segnale/rumore.

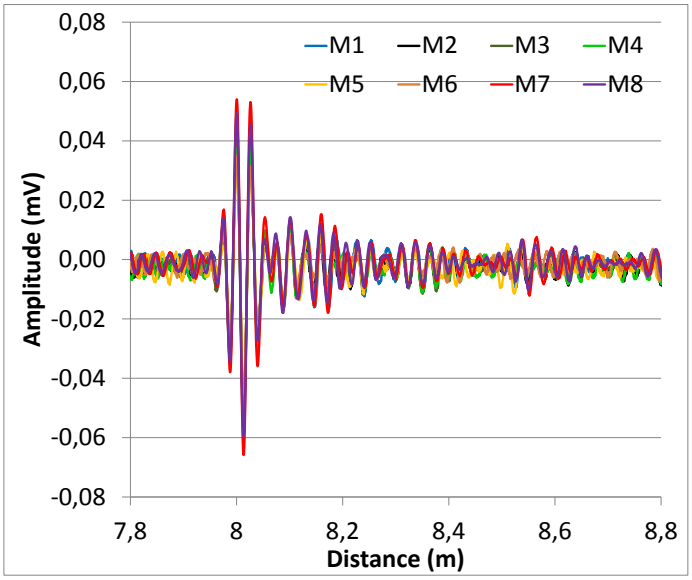


Figura 5. Ampiezza dell'eco prodotto dal primo supporto a V, in funzione della distanza dal sensore.

La Figura 5 mostra I segnali prodotti dal primo supporto a V per tutte le otto misure (M1 – M8), a valle della correzione per eliminare le fluttuazioni indotte dalla variazione della velocità di propagazione con la temperatura ed un successivo fine tuning per massimizzare la sovrapposizione fra i diversi segnali. Gli otto segnali appaiono tutti in fase ma con ampiezze significativamente diverse. Per la quantificazione dell'ampiezza, anziché utilizzare il valore massimo della forma d'onda si è preferito utilizzare il massimo dei valori r.m.s. calcolati su quattro periodi dell'onda (campionamento a 3 MHz / frequenza dell'onda 64 kHz × 4 periodi = 188 campioni). La Figura 6 mostra le ampiezze r.m.s. in funzione della temperatura dell'aria. Il trend crescente con la temperatura è ben approssimato da un polinomio di secondo grado che riproduce sia il comportamento relativamente piatto a bassa temperatura (< 15 – 18°C) sia la rapida salita per temperature superiori.

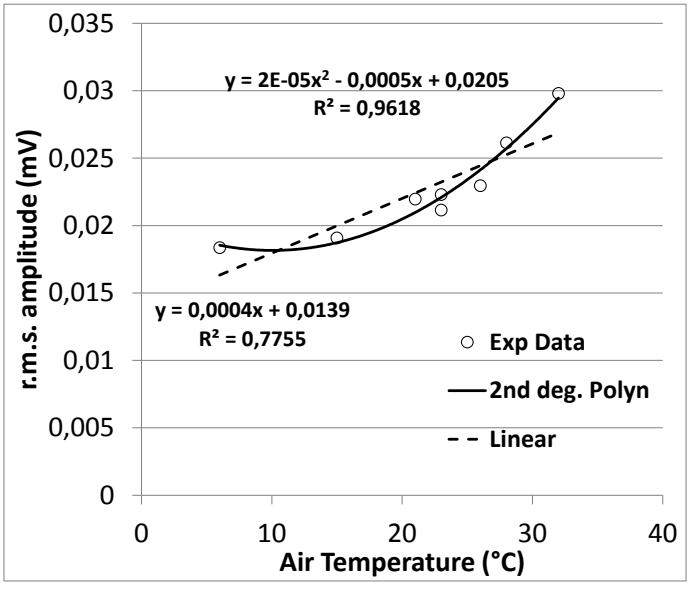


Figura 6. Ampiezze r.m.s. massime dei segnali prodotti del primo supporto a V.

3.3 Analisi dei segnali del primo supporto a V

La Figure 7a e 7b mostrano due ingrandimenti di quanto già mostrato nella Figura 5 relativi rispettivamente alla più intensa prima interazione (Figura 7a) e alle meno intense interazioni secondarie (Figura 7b) con il primo supporto a V.

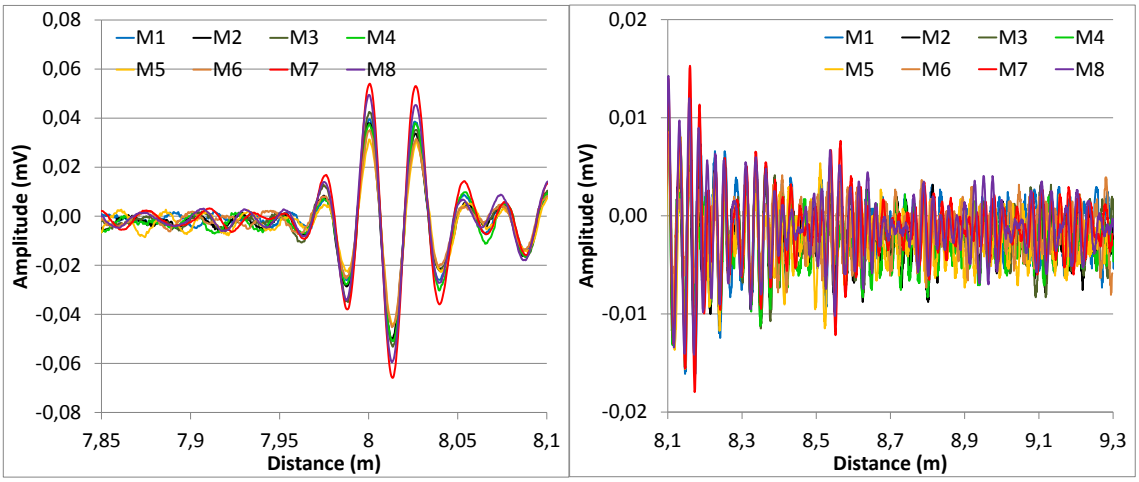


Figura 7. Segnali relativi alla prima interazione (sx) e alle interazioni secondarie (dx) con il primo supporto a V.

L'aspetto visivo di maggior significato nella Figura 7a è l'eccellente fase reciproca mantenuta dagli otto segnali su diversi periodi dell'onda. Va inoltre rimarcato come la perfetta simmetria della parte centrale del segnale implichi che la discontinuità nella sezione d'urto determinata dal supporto avvenga su una dimensione spaziale inferiore alla lunghezza d'onda ($\lambda = cs / \nu \approx 3200/64000 \approx 5$ cm). La Figura 7b mostra invece un peculiare andamento del segnale caratterizzato da numerose oscillazioni che si sovrappongono ad un lento declino dell'ampiezza, la quale ritorna assai lentamente ai livelli caratteristici osservati a monte dell'interazione.

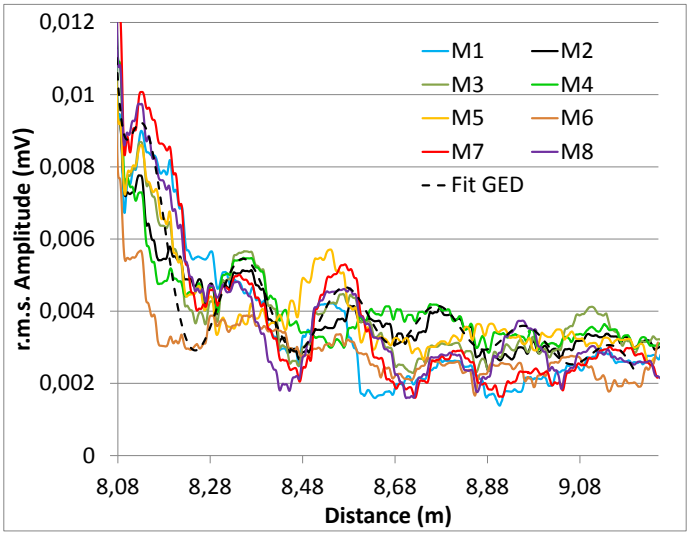


Figura 8. Ampiezza dell'eco restituita dalla tubazione a valle del primo supporto a V.

La Figura 8 presenta la stessa informazione in termini dell'ampiezza r.m.s. del segnale, ottenuta, come già descritto in precedenza, mediando su quattro periodi. Si nota come i

segnali siano assai più “rumorosi” di quelli mostrati nella Figura 7a, anche tenendo conto della diversa scala, ed è chiara l’esistenza di notevoli differenze fra le diverse misure Ciò premesso, risulta comunque evidente l’esistenza di un comportamento oscillatorio smorzato con almeno tre e forse fino a cinque picchi identificabili.
La periodicità dell’oscillazione, stimata a 22 cm, è in buon accordo con la dimensione laterale del supporto. Appare pertanto plausibile che il comportamento oscillatorio del segnale sia determinato da riflessioni successive contro i bordi laterali del supporto. In ciascuna riflessione parte dell’energia dell’onda viene dissipata e questo giustifica lo smorzamento dell’oscillazione.
Per riprodurre la forma dei picchi dell’oscillazione mostrata nella Figura 8 è stata utilizzata la forma funzionale della distribuzione di errore generalizzata (GED) [11]

$$\mathrm{pdf} = \frac{\beta}{2\alpha\Gamma(1/\beta)} \mathrm{e}^{-(|x-\mu|/\alpha)^{\beta}} \qquad (2)$$

Nell’equazione (2) α è detto parametro di scala mentre β è detto parametro di forma, e μ è il valore medio della distribuzione. La distribuzione di errore generalizzata si è dimostrata chiaramente superiore alla distribuzione normale nel riprodurre la forma del picco, come appare chiaramente nella Figura 9 relativa a due delle otto misure del picco relativo alla prima riflessione. La forma allargata dei picchi è probabilmente da mettere in relazione con il fato che il bordo dritto del supporto a V produce una riflessione per diversi valori del cammino percorso dall’onda. Una serie di cinque GED equispaziate, con larghezze costanti e ampiezze decrescenti fornisce una buona approssimazione al comportamento osservato (vedi Figura 8) ed in particolare riproduce discretamente le posizioni dei picchi. Permangono comunque notevoli fluttuazioni intorno al comportamento medio.

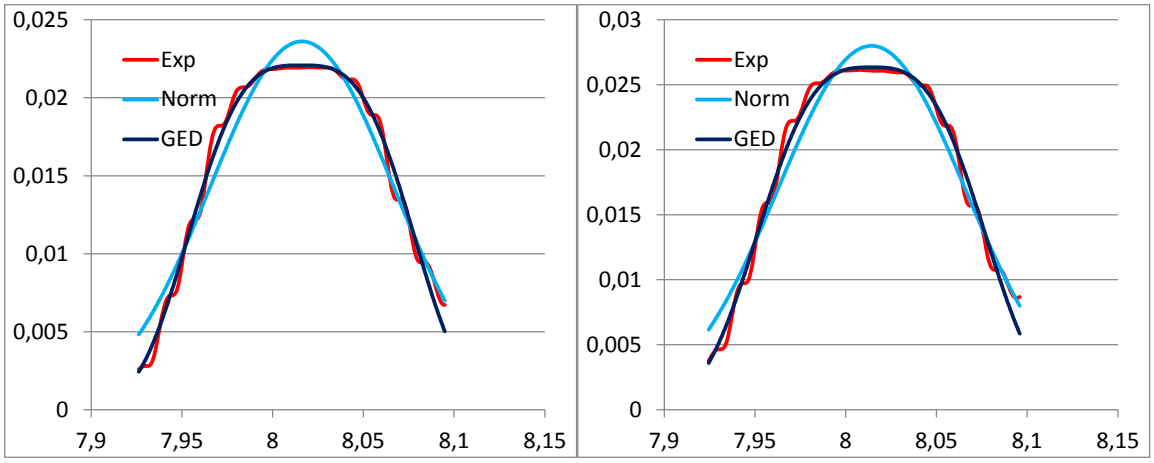


Figura 9. Determinazioni sperimentali (curva rossa) e teoriche (distribuzione normale curva blu e distribuzione di errore generalizzata curva nera) della forma del picco principale dell’interazione con il primo supporto a V.

3.4 Sensibilità del sistema

La Figura 10 mostra un sottoinsieme dei dati sperimentali limitato a cinque misure nelle quali il comportamento oscillatorio a valle del picco principale risulta particolarmente regolare. Una volta sottratto l’andamento previsto dalla sequenza di GED, il segnale residuo non contiene alcuna indicazione che supporti l’esistenza di un processo corrosivo attivo nel supporto a V.

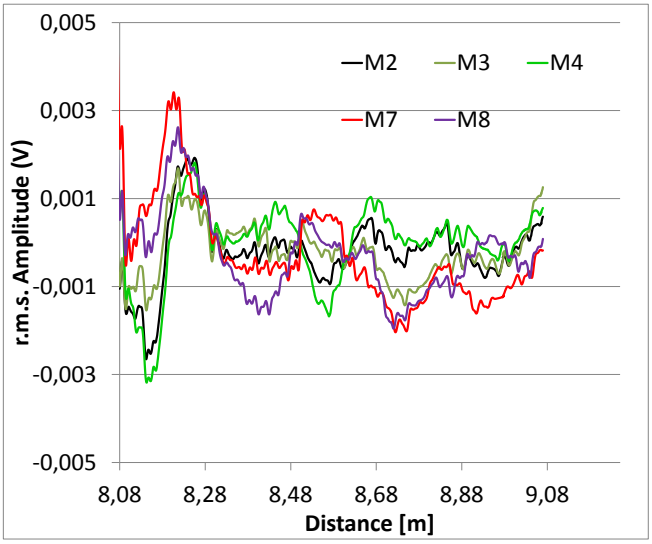


Figura 10. Segnali associati al primo supporto a V dopo la sottrazione della sequenza di GED

Una stima approssimativa di un possibile segnale dovuto a corrosione che potrebbe non essere rivelato dalla nostra analisi può essere ottenuta a partire dalla baseline r.m.s. corretta per le fluttuazioni di temperatura. Un valore tipico di questa quantità ad una distanza di 20 metri dal sensore è $A_{CR} \approx 0.004$ mV. Il termine di paragone è rappresentato dal segnale generato dall'interazione con una saldatura posta nelle vicinanze, $A_W = 0.30$ mV, il quale corrisponde ad una variazione della sezione d'urto della tubazione $\Delta\sigma \approx 480$ cm^2, stimata assumendo un extra-spessore medio della saldatura di 1mm ed uno spessore della tubazione di 6 mm. Utilizzando un valore pari al doppio della baseline r.m.s. come limite superiore associabile a segnali non rivelabili, il limite sulla variazione di sezione d'urto che si ottiene è di circa 13 cm^2, equivalente ad una perdita di spessore media su tutta la circonferenza di circa 0,025 mm.

4. Conclusioni

I dati ottenuti nel corso di una campagna di monitoraggio di una tubazione da 6 poliici, protrattasi da Marzo 2014 ad Agosto 2015 ed eseguita mediante sensori magnetostrittivi, sono stati analizzati per studiare le fluttuazioni stagionali sia della velocità di propagazione delle onde guidate, sia dell'ampiezza dei segnali di eco ottenuti. L'obiettivo finale è l'individuazione di una possibile evidenza di un processo attivo di corrosione in specifiche parti della tubazione.

La variazione della velocità di propagazione è stata sperimentalmente quantificata intorno a 0.40 m/s per °C. Tale valore risulta compatibile con il dato dedotto tenendo conto della variazione con la temperatura del modulo di taglio e della densità del ferro. In termini di ampiezza del segnale, le fluttuazioni indotte dalla variazione di temperatura superano il 50% per il range di temperature dell'aria analizzato in questo studio (6°C – 32°C).

L'analisi dei dati relative alle riflessioni dell'onda contro I supporti a V ha rivelato l'esistenza di una sequenza regolare di picchi di ampiezza decrescente, associati alle riflessioni successive contro I bordi laterali del supporto. Nessuna evidenza di processi corrosivi attivi è stata trovata in queste postazioni critiche. La sottrazione delle fluttuazioni della baseline indotte dalle variazioni di temperatura ha consentito di porre un limite molto stringente pari allo 0.5% sulla perdita frazionale di sezione d'urto associata a possibile corrosione diffusa, su tutto il tratto di tubazione distante fino a 30 metri dal sensore.

5. Bibliografia

[1] Lowe MJS, Alleyne DN, Cawley P. Defect detection in pipes using guided waves. *Ultrasonics.* 1998;36:147-154.

[2] Rose JL. A baseline and vision of ultrasonic guided wave. *Journal of Pressure Vessel Technology.* 2002;124:273-282.

[3] Nestleroth JB. Pipeline In-line Inspection – Challenges to NDT. Atti della *9th European Conference on NDT*, Berlino, Germania, 25-29 Settembre 2006.

[4] Cawley P, Cegla F, Galvagni A. Guided Waves for NDT and Permanently Installed Monitoring. Atti della *18th World Conference on Nondestructive testing*, Durban, Sud Africa, 16-20 Aprile 2012.

[5] Bertoncini F, Raugi M, Turcu F. Pipeline long-range inspection and monitoring by an innovative magnetic collar for magnetostrictive guided-wave systems. The e-Journal of Non-destructive testing, Dicembre 2008.

[6] Bertoncini F, Oprea C, Raugi M, Turcu F. Defect identification by flexural component evaluation in guided wave monitoring of pipework using a magnetostrictive sensor. The e-Journal of Non-destructive testing, 2009.

[7] Bertoncini F, Giunta G, Raugi M, Turcu F. Overview and experimental evaluation of magnetostrictive transducers for guided wave inspection. The e-Journal of Non-destructive testing, Settembre 2012.

[8] Kwun H, Kim SY, Light GM. Magnetostrictive Sensor Technology for Long-Range Guided Wave Inspection and Monitoring of Pipe. The NDT Technician, 10 (2) Aprile 2011.

[9] Ledbetter HM, Reed RP. Elastic properties of metals and Alloys – 1. Iron, Nickel and Iron – Nickel Alloys. *J Phys Chem Ref Data.* 1973;2:531-617.

[10] https://en.wikipedia.org/wiki/Thermal_expansion

[11] https://en.wikipedia.org/wiki/Generalized_normal_distribution

Utilizzo di metodi NDT per la verifica dello stato di integrità di recipienti in pressione in impianti oil & gas.

A. A. Scuderi*, C. Blasi*, P. Cioffi*, G. Gabetta*, A. Simonetti*

*ENI S.p.A.

Sommario

Le compagnie petrolifere hanno l'obiettivo di sfruttare al massimo i propri giacimenti di estrazione. E' altresì necessario che tale sfruttamento sia ottimizzato tutelando la sicurezza delle persone e dell'ambiente circostante.

Nella maggior parte dei casi le ispezioni rappresentano le attività di maggiore durata durante una fermata programmata. Al fine di evitare tempi di shut down eccessivi, le attività ispettive convenzionali devono essere quindi accuratamente pianificate.

Per tali motivi Eni utilizza metodi NDT, per valutare lo stato di integrità delle proprie apparecchiature a pressione, e la metodologia RBI (Risk Based Inspection) per associare a ciascuna di esse un livello di rischio e, di conseguenza, un nuovo piano ispettivo. L'applicazione dell'analisi RBI si articola in diverse fasi di attività tra cui la raccolta dati, lo studio dei potenziali meccanismi di danno attivi, le ispezioni in campo, l'analisi dei risultati.

In questo lavoro verrà descritto come entrambe le metodologie siano state utilizzate per verificare l'integrità meccanica di cinque apparecchiature installate in un impianto onshore operato da ENI e definirne il futuro piano di ispezione e manutenzione.

1. Introduzione

Lo scopo di questo lavoro è quello di mostrare i risultati ottenuti con l'attuazione della metodologia Risk-Based Inspection (RBI) per valutare l'integrità meccanica di cinque apparecchiature installate in un impianto on-shore. Il risultato dello studio è la stesura del piano di ispezione, per ciascuna apparecchiatura, basato sui meccanismi di danno potenzialmente attivi, mantenendo accettabile il livello di rischio associato a ciascun item.

Le cinque apparecchiature, prese in considerazione, sono elencate di seguito:

1. 40-230-VA-001 LP Flare KO Drum;
2. 40-230-VA-002 LP Flare Intermediate KO Drum;
3. 40-230-VA-003 MGCS Flare KO Drum;
4. 50-190-VQ-001 Gas Slug Catcher;
5. 40-540-TC-001 Open Drain Drum.

Il processo di lavoro, di cui fa parte la metodologia RBI, che porta alla stesura del piano di ispezione, prevede una serie di passaggi che verranno presentati e descritti nei successivi capitoli (si farà riferimento, per semplicità, ad una sola delle cinque apparecchiature).

La campagna ispettiva è stata caratterizzata dall'utilizzo di tecnologie non invasive, che rappresentano una delle migliori strategie per valutare l'integrità meccanica delle apparecchiature, potendo essere applicata con l'impianto in marcia.

Al giorno d'oggi, molte realtà aziendali operanti nell'ambito dell'oil&gas riconoscono la metodologia RBI come il modo ottimale da seguire per la valutazione delle minacce di integrità e la successiva identificazione dei requisiti di mitigazione, di controllo e di ispezione.

2. Metodologia

L'apparecchiatura considerata a titolo esemplificativo è un KO drum di bassa pressione ("LP flare KO drum"); di essa verranno descritte in dettaglio tutte le fasi rappresentative della metodologia adottata, sintetizzate nel seguente workflow.



Figura 1

2.1 Raccolta dati

Questa fase consiste nel raccogliere tutti i dati tecnici e storici al fine di assicurare una completa comprensione delle condizioni di progetto e di esercizio. E' necessario avere, per ogni apparecchiatura, le seguenti informazioni: disegni dettagliati, tipo di apparecchiatura e funzionalità, condizioni operative, fluidi trattati, modifiche e riparazioni, i risultati delle ispezioni precedenti, l'accessibilità, i requisiti di sicurezza, possibili difetti / danni. I dati raccolti per il caso in esame sono mostrati nella seguente tabella:

Fluido	Gas		
		shell	coil
Design data	Temperatura [°]	-20;130	240
	Pressione [barg]	3,5	7,5
Operating data	Temperatura [°]	25,7	-
	Pressione [barg]	0	-
Anno di installazione	2004		
Componenti del mantello	Virola A_ASTM A516 gr.60	ID 3000mm	WT 12 mm
	Virola B_ASTM A516 gr.60	ID 3000mm	WT 15 mm
	Virola C_ASTM A516 gr.60	ID 3000mm	WT 12 mm
Componenti fondo superiore	ASTM A516 gr.60	ID 3000mm	WT 12 mm (from plate 15 mm)
Joint efficiency	0,85 (shell and heads)		
PWHT	no		
Sovraspessore di corrosione	6 mm		
Coibentazione	no		
Storia ispettiva	n/a		
Attività manutentive	no		
Velocità di corrosione (stimata)	0,2 mm/year		

Tabella 1

2.2 Identificazione del meccanismo di danno

I dati raccolti forniscono le informazioni necessarie per valutare i potenziali meccanismi di danno e potenziali scenari di failure. La comprensione dei meccanismi di danno (che includono corrosione, cricche, danni meccanici e metallurgici) è importante per l'analisi della probabilità di guasto e la selezione di intervalli di ispezione e di idonee tecniche ispettive;

inoltre, l'identificazione del meccanismi di danno è essenziale per la qualità e l'efficacia dell'analisi dei rischi.

I meccanismi di danno identificati per l'apparecchiatura in esame sono elencati di seguito:

- Corrosione atmosferica: forma di corrosione legata all'umidità associata alle condizioni atmosferiche; gli ambienti più severi sono quello marino e quello industriale caratterizzato dalla presenza di agenti inquinanti dispersi nell'aria.
- Corrosione da acque acide: corrosione dell'acciaio dovuta alla presenza di soluzione acquosa di CO_2 e/o H_2S ad un pH tra 4.5 e 7.0.
- Danneggiamento da H_2S umido. In presenza di sforzi meccanici e H_2S possono verificarsi diverse forme di danno localizzato (cricche), tra cui:
    - Sulfide Stress Cracking (SSC): frattura di un metallo per azione combinata di sforzi di trazione e in presenza di acqua e H_2S. Comprende anche l'infrangilimento da idrogeno, dovuto alla diffusione dell'idrogeno atomico che deriva dalla corrosione superficiale.
    - Hydrogen Induced Cracking (HIC): formazione di cricche interne a gradino che connettono blisters (rigonfiamenti) adiacenti che giacciono su piani differenti del metallo o che addirittura sono in collegamento con la superficie. Non necessariamente si richiede l'applicazione di carichi esterni per la loro formazione, sono infatti indotte dalla pressione che l'idrogeno raggiunge all'interno della struttura.
    - Blistering da Idrogeno: formazione sotto la superficie di un metallo di cavità planari a causa dell'elevata pressione raggiunta dall'idrogeno. Ciò può provocare anche rigonfiamenti superficiali.
    - Stress Oriented Idrogen Induced Cracking (SOHIC): file di cricche allineate in direzione quasi perpendicolare alla direzione dello sforzo, formate per link-up di piccole cricche da HIC. Dipendono dalla presenza di uno sforzo di tensione.

2.3 Risk-Based Inspection

La metodologia RBI si basa sulla stima del rischio considerato come il prodotto della probabilità di accadimento della rottura per l'entità dei danni (magnitudo) che la rottura stessa può provocare.

L'approccio RBI [1] (Risk-Based Inspection) permette di programmare i controlli di integrità strutturale, assegnando le priorità in base alla valutazione dei rischi connessi al singolo componente d'impianto, a differenza dei sistemi tradizionali in cui i controlli vengono programmati su base periodica. La probabilità di accadimento di un guasto si può stimare tenendo conto delle caratteristiche dell'apparecchio ed alle sue condizioni di esercizio.

L'approccio RBI può essere sintetizzato con il grafico seguente in cui il rischio target (definito in base alla strategia adottata) rappresenta il rischio massimo ammissibile per ogni singola apparecchiatura. Pertanto, quando la curva rappresentativa del rischio dell'apparecchiatura interseca il rischio target, l'ispezione è obbligatoria.

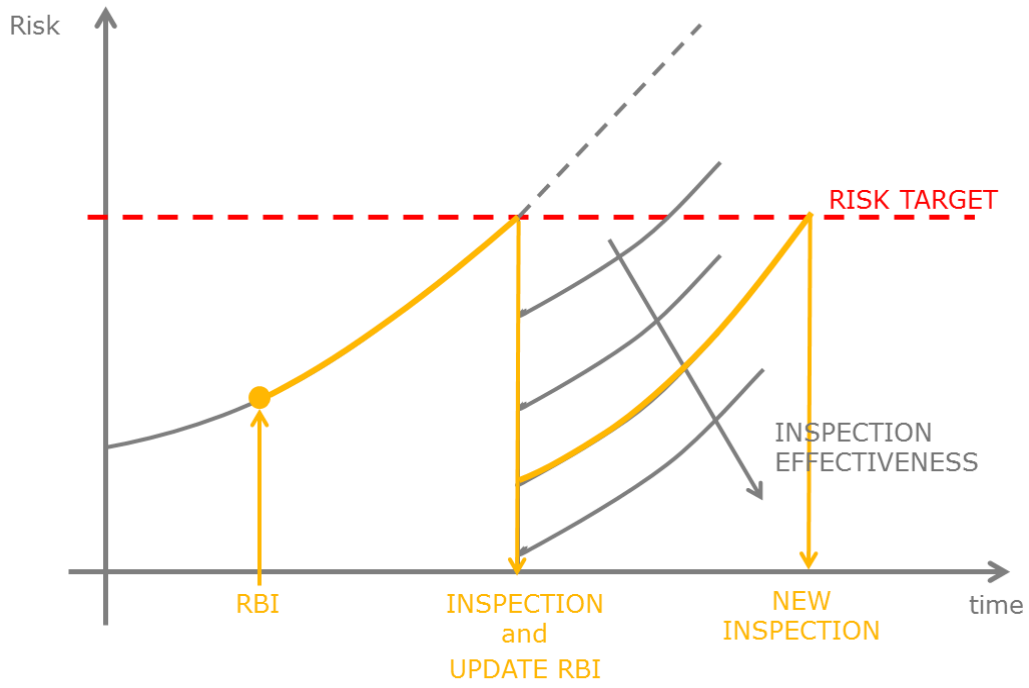


Figura 2

Dopo l'ispezione, è possibile definire la data della futura ispezione, quindi il nuovo piano di ispezione, aggiornando RBI. Maggiore è l'efficacia del controllo, minore sarà il rischio associato.

La matrice di rischio, caratteristica del KO drum esaminato in questo lavoro, è rappresentata nell'immagine seguente. I valori di conseguenza di failure (calcolata considerando il tipo di fluido) sono riportati sull'asse orizzontale mentre i valori di probabilità di failure (calcolati analizzando tutti i meccanismi di danno) sull'asse delle ordinate.

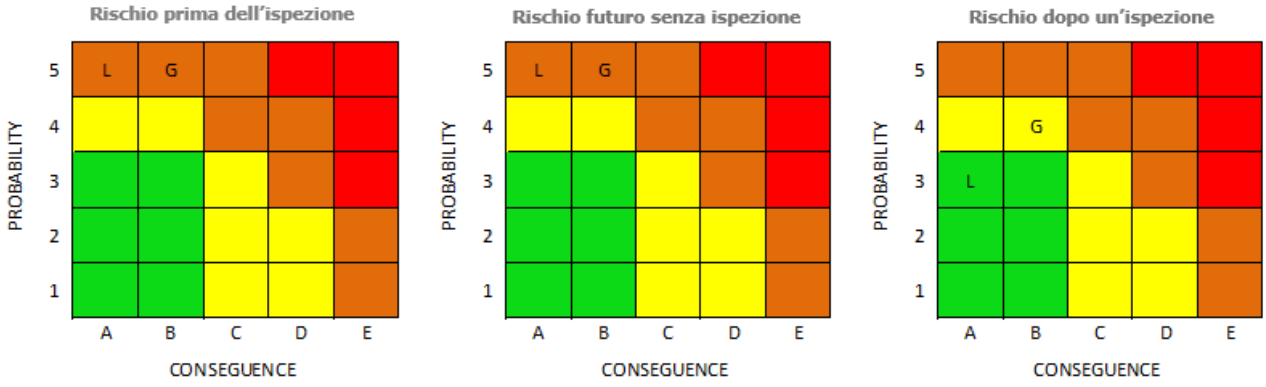


Figura 3

L'apparecchiatura in esame è considerata come un multi-componente, suddivisa in una parte interessata dalla fase liquida ed una da quella gassosa (per chiarezza indicate rispettivamente con L e G nella matrice). Osservando le matrici, è evidente che per mantenere accettabile il rischio nell'intervallo di tempo 2004-2016 (start date- target date), è necessario introdurre un'ispezione intermedia.

2.4 Piano di Ispezione

L'esito del processo consiste nella stesura del piano di ispezione, di seguito mostrato in tabella, basato sul meccanismo di danno potenzialmente attivo, mantenendo accettabile il rischio nell'intervallo di tempo 2004-2016.

ITEM	**POTENZIALE MECCANISMO DI DANNO**	**EFFICACIA DI ISPEZIONE**	**DATA DI ISPEZIONE**
40-230-VA-001 LP Flare KO Drum	Corrosione atmosferica	B-Usually	2015
	Corrosione da acque acide	C-Fairly	
	SSC/HIC/SOHIC	C-Fairly	

Tabella 2

Ad ogni ispezione viene associata un'efficacia (suggerita dall' API 581) che quantifica la mitigazione fatta al rischio; ad ogni categoria di efficacia corrisponde una tecnologia di ispezione di tipo intrusivo e di tipo non-intrusivo che risultano essere interscambiabili.

2.5 Processo Decisionale

Lo scopo di questa fase è quello di dimostrare che le attrezzature siano adatte ad essere ispezionate mediante l'utilizzo di tecnologie di non intrusive.

Di solito, l'ispezione periodica veniva condotta attraverso un'ispezione visiva interna che comporta costi elevati, associati alla perdita di produzione ottenuta fermando le apparecchiature.

Dopo aver valutato l'integrità dell'apparecchiatura e ottenute le informazioni necessarie a conoscere le condizioni del componente, è necessario determinare se le apparecchiature sono intrinsecamente adatte all'utilizzo di tecnologie non intrusive. Il processo decisionale (in accordo con DNV-RP-G103) si basa su diversi argomenti che devono essere discussi e dimostrati per ciascuna voce, come integrità, capacità di prevedere i tipi e le zone interessate da eventuali danni, precedenti ispezioni, la gravità e la velocità di degrado, approccio RBI, valutazione del rischio di corrosione e valutazione dell'integrità strutturale.

Tutte le apparecchiature sono risultate idonee all'utilizzo delle tecnologie non intrusive.

2.6 Ispezioni Non-Intrusive

Ad ogni meccanismo di danno è possibile associare un'idonea tecnologia non-intrusiva che permette di ottenere il monitoraggio e l'identificazione del danno stesso.

Le tecniche utilizzate nel caso del KO drum sono:

- ISPEZIONE VISIVA ESTERNA:
  - Tutte le superfici comprese di accessori
- UT-MANUALE:
  - Mantello: 10 sezioni (16 misure per ognuna)
  - Fondo superiore: 2 sezioni (16 misure per ognuna)
  - Bocchelli: 4 misure per quelli maggiori di 10'', 8 misure per quelli inferiori
- DIFETTOSCOPIA (come riportato in verde nella seguente figura):
  - Tutti i bocchelli
  - Tutte le intersezioni tra saldature circonferenziali e longitudinali (50cmx50cm)
- UT AUTOMATICO- CORROSION MAPPING:
  - Come riportato in blu nella seguente figura.

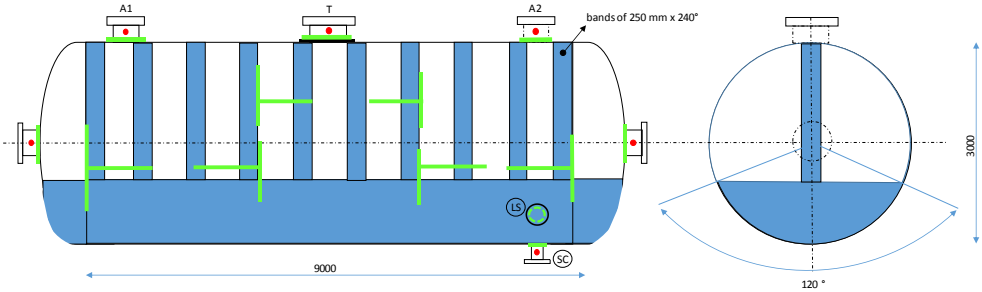


Figura 4

2.7 Analisi dei risultati

Dopo aver condotto le ispezioni in campo, l'analisi dei risultati permette di valutare lo stato attuale dell'apparecchiatura ed eventualmente estendere i controlli nel caso in cui si verifichino fenomeni di severa corrosione. I risultati verranno, di seguito, illustrati.

- ISPEZIONE VISIVA: nessun area risulta interessata da corrosione, la pitturazione è in buone condizioni
- CORROSION MAPPING: è stata trovata una corrosione generale di 0.5-0.8 mm sul mantello, nessuna traccia di corrosione sui fondi.

VIROLA	SPESSORE MINIMO [mm]	SPESSORE NOMINALE [mm]	VELOCITA' DI CORROSIONE [mm/y]
A	11.3	12.0	0.13
B	14.2	15.0	0.13
C	11.5	12.0	0.13
EST	15.0	12.0	0.13
OVEST	15.1	12.0	0.13

Tabella 3

- UT-MANUALE: nessuna traccia rilevante di corrosione sui bocchelli, analogamente sui fondi e sul mantello.
- DIFETTOSCOPIA: nessuna indicazione rilevata sulle saldature esaminate.

2.8 RBI aggiornato

Dopo lo studio RBI effettuato nel 2015, è stata intrapresa la campagna di ispezioni non intrusive. Sulla base dei risultati ottenuti, l'obiettivo di questa attività è quello di mostrare l'aggiornamento dell'analisi RBI che ha permesso una nuova valutazione di vita residua e la stesura di un nuovo piano ispettivo emesso con lo scopo di mantenere un livello di rischio accettabile fino alla data del controllo successivo.

Nel seguito verranno mostrate le matrici di rischio aggiornate, ricordando che l'apparecchiatura è considerata come un multicomponente, cioe' che la fase gassosa e quella liquida sono state trattate separatamente.

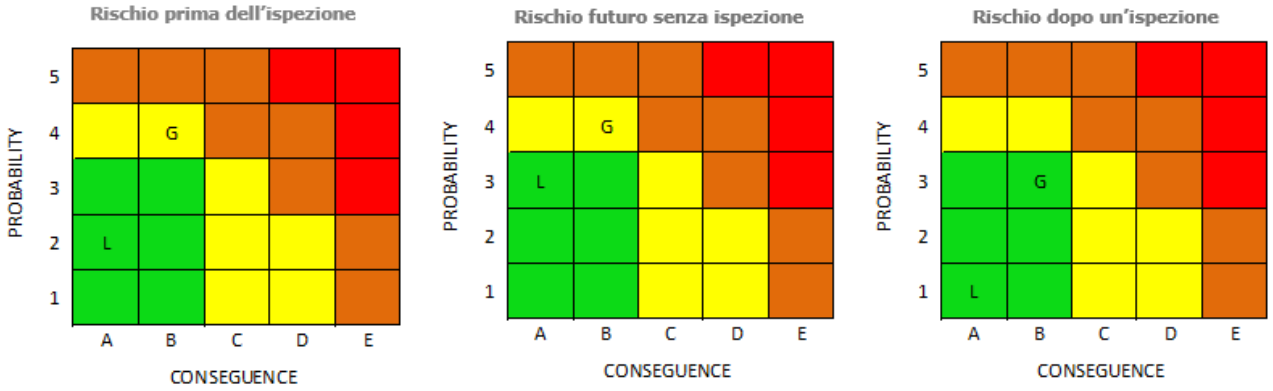


Figura 5

2.9 Nuovo Piano di Ispezione

L'ultima fase della metodologia esaminata prevede l'elaborazione di un piano di ispezione, assegnando ad ogni apparecchiatura un grado di criticità e specificando la data dell'ispezione futura da eseguire.

ITEM	**POTENZIALE MECCANISMO DI DANNO**	**EFFICACIA DI ISPEZIONE**	**DATA DI ISPEZIONE**
40-230-VA-001 LP Flare KO Drum	Corrosione atmosferica	B-Usually	2022
	Corrosione da acque acide	C-Fairly	
	SSC/HIC/SOHIC	C-Fairly	

3. Conclusioni

Lo scopo di questo lavoro è stato quello di mostrare la strategia aziendale adottata al fine di ottimizzare le fermate di un impianto.

Le caratteristiche principali della suddetta strategia sono l'uso di tecnologie ispettive non intrusive e l'attuazione di uno studio RBI (Risk-Based-Inspection), con riferimento a cinque apparecchiature in pressione (in servizio dal 2004).

Le tecnologie non intrusive sono state utilizzate, dopo aver dimostrato l'idoneità di tutte le apparecchiature al loro utilizzo, per gestire l'integrità meccanica degli elementi considerati. Il vantaggio principale è che possono essere applicate con l'impianto in marcia.

Inoltre, la metodologia RBI è uno studio specialistico che ha permesso di ottenere, per ogni apparecchiatura, un piano di ispezione e l'efficacia delle ispezioni da eseguire sulla base dei meccanismi di danno potenzialmente attivi.

L'aggiornamento degli standard internazionali in funzione dello sviluppo di nuove tecnologie ha permesso la diffusione della metodologia RBI e l'uso di tecnologie di controllo non intrusive come caratteristiche chiave all'interno dell'asset integrity management della oil company.

4. Riferimenti

[1] Procedura API (American Petroleum Institute) RP 580 second edition – November 2009 "Risk based inspection"

[2] Procedura API (American Petroleum Institute) RP 581 second edition – September 2008 "Risk based inspection Technology"

[3] Procedura API (American Petroleum Institute) RP 571 second edition – April 2011 "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry"

[4] Procedura DNV (Det Norske Veritas) RP- G103 – January 2011 "Non Intrusive Inspection"

[5] Blasi C, Cioffi P. Ispezioni non intrusive su apparecchiature a pressione in una piattaforma offshore

[6] Blasi C, Gabetta G. On-stream Inspection techniques to evaluate integrity of plants

[7] MAIE – Risk Based Inspection – 2015

[8] MAIE – "Non Intrusive Inspection Assessment, Written Schemes of Examinations" - 2015

[9] MAIE – "Update Risk Based Inspection" - 2015

Tecniche per la localizzazione di danni strutturali per mezzo di AE: Algoritmi e possibili soluzioni HW per WSN

C. Mennuti*, G. Augugliaro*, C. De Petris*, G. Cardarilli**, L. Di Nunzio**, R. Fazzolari**

*Inail - DIT
**Università di Roma Tor Vergata - Dipartimento di Ingegneria Elettronica

Sommario

Nell'ambito del controllo e della diagnostica delle attrezzature a pressione, l'utilizzo tecniche basate sul monitoraggio dei segnali di Emissione Acustica (AE) appaiono più vantaggiose rispetto al controllo puntuale tradizionalmente eseguito in un determinato momento di vita dell'attrezzatura. Infatti il monitoraggio, in combinazione con una rete *Wireless Sensor Network* (WSN) in grado di trasmettere i dati in tempo reale, può fornire informazioni utili sullo "stato di salute" dell'attrezzatura, componente o elemento monitorato e, nel caso di eventuali ed incipienti criticità, allertare immediatamente il personale preposto alla sorveglianza e/o manutenzione. Se le dimensioni dell'attrezzatura da monitorare sono molto grandi è sicuramente di grande utilità riuscire a localizzare l'eventuale danno. In questo lavoro verranno prese in esame diverse tecniche di localizzazione e per ognuna di esse saranno mostrate possibili implementazioni hardware confrontandole sotto diversi aspetti quali l'affidabilità e la complessità architetturale. Le soluzioni proposte sono state convalidate da simulazioni MATLAB/Simulink.

1. Introduzione

Come mostrato nei lavori precedenti [1] l'utilizzo di *Wireless Sensor Network* (WSN) nell'ambito della diagnostica delle attrezzature a pressione consente di monitorare in tempo reale tali attrezzature rendendo possibile sia un monitoraggio continuo h24 che un rapido intervento in caso di rivelazione di danno.
Una tipica *WSN* è essenzialmente costituita dai seguenti componenti:

- **Nodi sensori *wireless***
  Svolgono le funzionalità di acquisizione, digitalizzazione ed elaborazione dei dati provenienti dall'elemento sensibile e di trasmissione dei risultati di elaborazione verso i *gateway.*
- **Gateway**
  Raccolgono i dati provenienti dai sensori e li inviano al server.
- **Server**
  Raccolgono i dati dai Gateway e li rendono disponibili sulla rete per l'accesso da remoto.

Spesso, se le dimensioni della rete sono ridotte, è possibile che il *server* svolga anche le funzionalità del *gateway*.
Tuttavia quando sono coinvolte attrezzature di grandi dimensioni è sicuramente utile, al fine di un intervento di riparazione mirato, poter localizzare in modo automatico l'eventuale danno. In questo modo la WSN non solo sarebbe in grado di rilevare *real time* la presenza di un danno strutturale e di conseguenza di un potenziale pericolo ma anche di fornire informazioni su dove effettivamente è situato il danno.

In letteratura esistono diverse tecniche per la localizzazione della sorgente di emissione basate su triangolazione. Tra queste tecniche le più interessanti sono sicuramente quella basata sul tempo di arrivo (TOA) dell'onda su diversi sensori collocati in punti ben precisi dell'attrezzatura e quello basato su TOA dei diversi modi costituenti l'onda. In entrambi i casi una volta ricavate le differenze di tali tempi di arrivo la localizzazione avviene per mezzo della tecnica di triangolazione.
In questo articolo, dopo aver fornito una breve panoramica su tali tecniche illustreremo possibili soluzioni algoritmiche/circuitali per la realizzazione di dispositivi in grado di localizzare in modo automatico i danni sulle attrezzature. Per ognuno dei due metodi verranno mostrati i pro e i contro.

2. Tecniche di localizzazione di emissioni acustiche

In questo paragrafo verranno prese in esame le tecniche maggiormente utilizzate per la localizzazione di emissioni acustiche, tali tecniche verranno illustrate brevemente e per ognuna di essa verranno fornite possibili soluzioni circuitali nell'ottica di un a WSN.

a. Tecnica basata sul tempo di arrivo dell'intera forma d'onda

Consideriamo una superficie piana sulla quale vengono disposti N sensori per emissioni acustiche, in presenza di una emissione l'onda colpirà prima il sensore più vicino alla sorgente e successivamente gli altri sensori via via più distanti. Disponendo quindi 3 sensori sui vertici di un ipotetico triangolo equilatero è possibile applicare la tecnica della triangolazione.

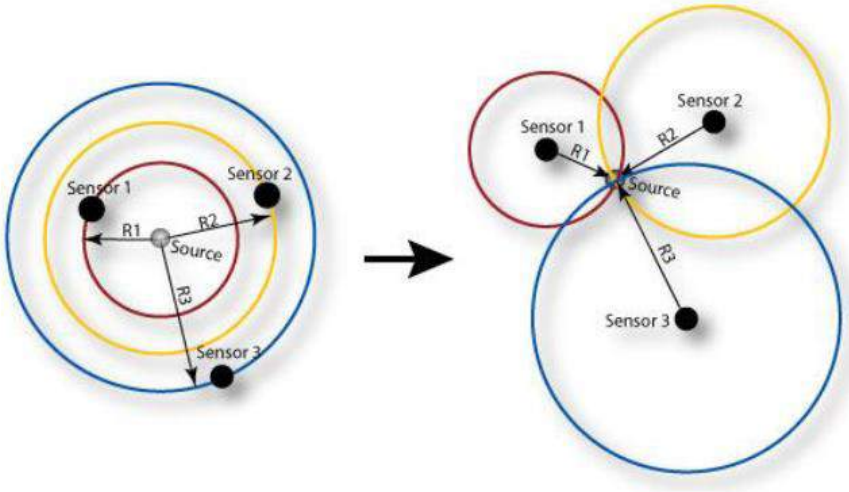


Figura 1. Triangolazione bidimensionale tramite l'utilizzo di tre sensori

Questo metodo unisce considerazioni di carattere geometrico con il calcolo degli istanti di arrivo dell'intera forma d'onda in relazione alla velocità di propagazione del segnale considerata nota.
Può essere dimostrato che il punto dove avviene l'emissione acustica giace su un iperbole, definita dalla differenza dei tempi di arrivo, avente come fuochi i due sensori. La differenza nel tempo di arrivo del segnale registrata da due coppie di un *array* di tre sonde definisce due iperboli nel cui punto d'intersezione è posizionata la sorgente di emissione acustica. Il metodo è stato proposto da Tobias e viene trattato nel dettaglio in [2].

b. Tecnica basata sulla dispersione multimodale

Le onde meccaniche ad Emissione Acustica che si propagano su strutture piane poco spesse vengono solitamente chiamate *Lamb waves* in quanto soddisfano l'equazione di propagazioni di Lamb. Esse sono onde superficiali e vengono classificate in due modi:

- Onde longitudinali (o simmetriche) Si
- Onde trasversali (o antisimmetriche) Ai

Esse differiscono in quanto l'oscillazione del materiale che per il modo S è parallela alla direzione di propagazione dell'onda, mentre per i modi A è perpendicolare.
Caratteristiche di questi modi sono:

- Entrambi sono dispersivi
- I modi longitudinali Si sono anisotropi, ossia la loro velocità ed attenuazione dipendono dalla direzione rispetto alla struttura del materiale
- Hanno contenuti frequenziali diversi in intensità

In Fig. 2 è mostrata una tipica curva di dispersione per una lastra di acciaio spessa 1mm.

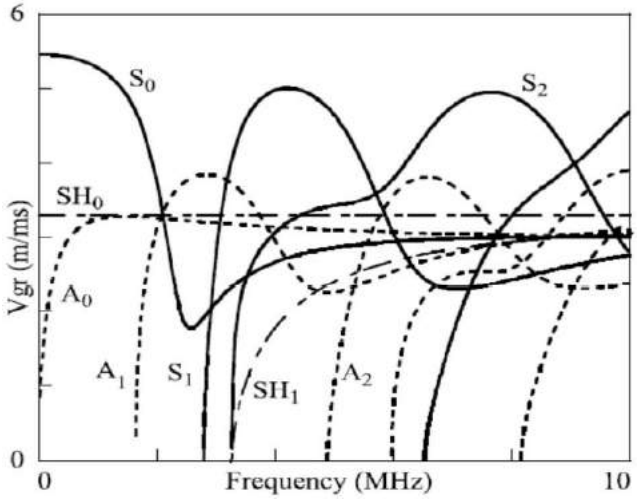


Figura 2. Velocità di gruppo per alcuni tipi di onde di Lamb nell'acciaio

Come si può notare a basse frequenze sono presenti solo i modi S0 ed A0 con velocità di propagazione diverse. È importante notare la presenza di un terzo modo SH0 non dispersivo. Essa è un'onda di *bulk* trasversale polarizzata orizzontalmente il cui comportamento è molto diverso dalle *Lamb wave* (superficiali) ma la cui presenza è stata dimostrata su materiali metallici [3].
La distanza temporale tra l'arrivo di due diversi modi (ad una specifica frequenza) può quindi essere utilizzata per stimare la distanza dalla sorgente. Una volta calcolata tale distanza la localizzazione può avvenire utilizzando ancora una volta la tecnica di triangolazione.

3. Possibili implementazioni per WSN

In questo paragrafo verranno mostrate diverse soluzioni implementative delle tecniche discusse nei paragrafi precedenti. Come mostrato in [1], gli attuali protocolli *wireless* a basso di consumo di potenza non consentono la trasmissione dell'intero segnale ma solo delle *features* necessarie alla caratterizzazione del segnale stesso (durata, numero di passaggi per lo zero, energia e valore massimo). Tale limitazione rende di fatto impossibile poter effettuare il processamento sul segnale ricevuto direttamente sul

Gateway/server. D'altronde le features ricevute non consentono di stimare il ritardo con cui l'onda generata dalla emissione investe i diversi sensori.

a. TOA intera forma d'onda

Nei sistemi attualmente utilizzati per la diagnostica tramite Emissione Acustica il collegamento tra i sensori e la strumentazione di verifica è realizzato mediante cavi ed è la strumentazione di verifica stessa ad occuparsi della localizzazione
Il sistema AE utilizzato è un apparato integrato e funzionale costituito da una strumentazione (hardware) Vallen AMSY5 costituita da una unità di acquisizione e trattamento dei segnali, sensori piezoquarzo e cavi di connessione. La strumentazione è gestita da un codice software che consente di analizzare e visualizzare i dati (Fig. 3).

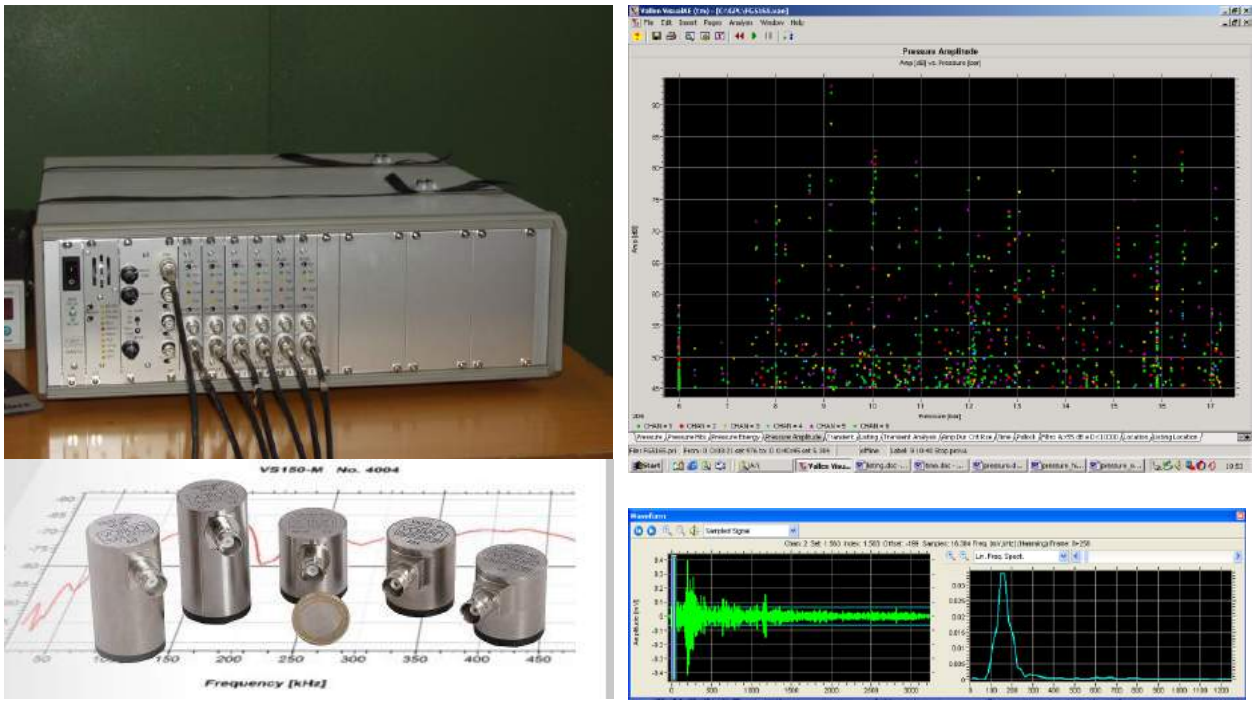


Figura 3. Sistema AE

Essa applica gli algoritmi di triangolazione sui vari segnali provenienti dai sensori con cui è interfacciata avendo a disposizione le intere forme d'onda provenienti dai vari sensori.
Per poter riproporre tale tecnica anche su una WSN è necessario introdurre delle modifiche nel nodo sensore mostrato in [1]. In particolare sarà necessario munire ogni nodo di 3 sensori in modo che esso possa occuparsi della localizzazione e inviare successivamente i dati al gateway/server.
La struttura del nodo sensore è mostrata in

Figura 4 ed è composta da 3 sensori per emissioni acustiche disposti ai vertici di un triangolo equilatero e un unità di processing per l'estrazione delle features, per l'implementazione della triangolazione e per la trasmissione wireless.

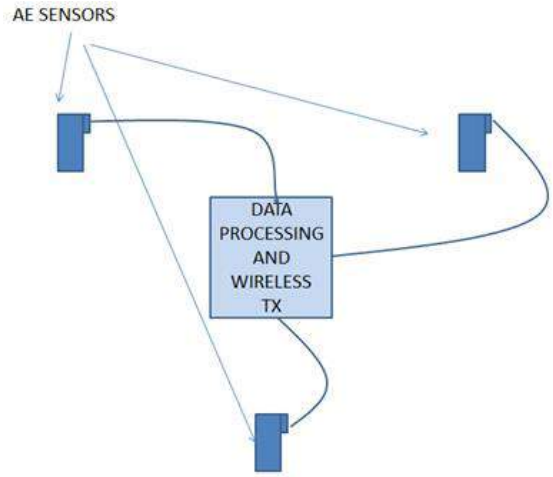


Figura 4. Struttura del nodo-sensore

Un possibile schema a blocchi di tale nodo è mostrato in Figura 5 ed è costituito dai seguenti elementi:

- 3 Sensori AE
- 3 circuiti per il condizionamento analogico
- 3 Convertitori analogico digitale (ADC)
- Una FPGA
- Un *transceiver* con antenna per la trasmissione wireless.

La tipologia dei sensori è legata alle caratteristiche geometriche del materiale che deve essere monitorato, in ogni caso al fine di un corretto interfacciamento con i dispositivi elettronici è necessario utilizzare sensori passivi privi di preamplificatori. I sensori attivi infatti presentano livelli di tensione in uscita incompatibile con i componenti elettronici di uso comune.

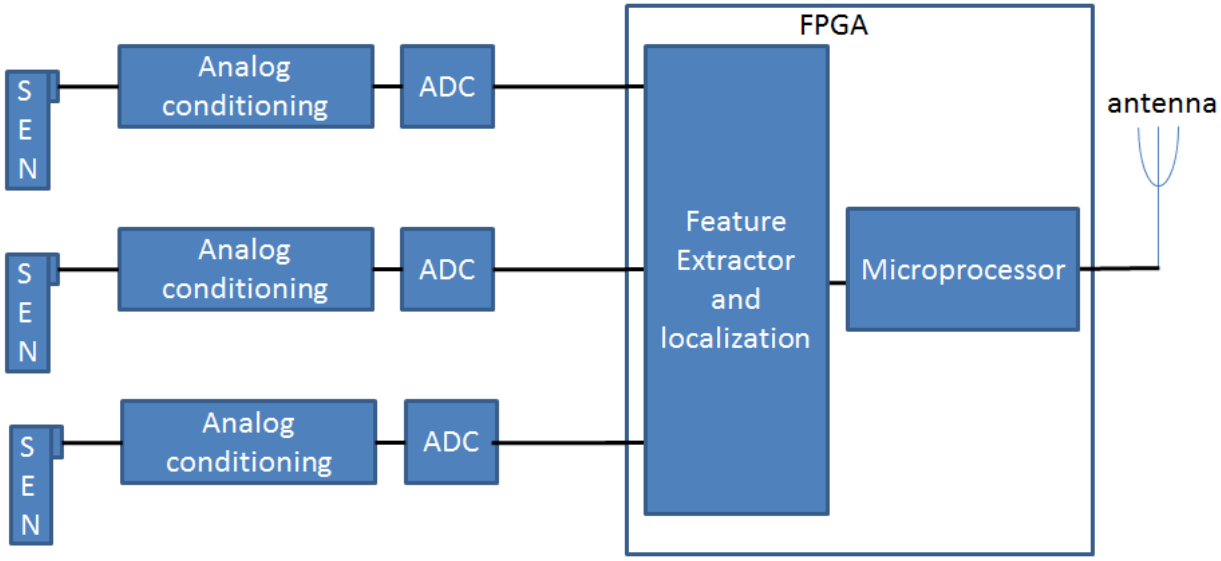


Figura 5. Possibile architettura di un nodo sensore

Il condizionamento analogico è necessario per adattare il segnale proveniente dai sensori con i livelli di tensione dei convertitore analogico digitali ed è realizzato mediante 3 sottosistemi:

- Amplificatore
- Filtro attivo
- Traslatore di livello

L'amplificatore aumenta il livello del segnale proveniente dai sensori portando l'ampiezza a qualche Volt. Il filtro attivo serve per migliorare il rapporto segnale rumore del segnale ed eliminare frequenze indesiderate. Il traslatore di livello infine ha il compito di aggiungere una tensione continua al segnale, tale operazione è indispensabile poiché la maggior parte degli ADC in commercio richiedono tensioni solo positive in ingresso.

Il blocco centrale del nodo sensore è la FPGA (*Field Programmable Gate Array*). Tale dispositivo, che ospita al suo interno un *soft processor,* è utilizzato per:

- Estrarre le features discusse in [1]
- Implementare gli algoritmi di localizzazione.
- Gestire la comunicazione con il *front-end wireless* per l'invio dei dati verso il *gateway/server*.

La localizzazione, come discusso nei paragrafi precedenti, è realizzata mediante la tecnica della triangolazione, per questo motivo è necessario stabilire un criterio per la determinazione dei tempi di ritardo dei segnali provenienti dai diversi sensori. Una valida soluzione consiste nell'utilizzare come segnale di *trigger* il raggiungimento di una determinata soglia di energia di uno dei tre sensori costituenti il nodo (il più vicino alla sorgente). La stima dell'energia può essere realizzata con una tecnica molto simile a quella proposta in [1] utilizzando una finestra mobile sul segnale e sommando il modulo quadro dei campioni contenuti in tale finestra.

b. TOA dispersione multimodale

Essere in grado di ricavare il TOA di due diversi modi vibrazionali sullo stesso sensore costituisce un vantaggio considerevole rispetto al ricavare il TOA dell'intera vibrazione, in quanto nel primo caso non abbiamo necessità di sincronizzare i diversi sensori tra loro.
Nella modalità di funzionamento in dispersione modale, ogni sensore infatti è in grado di stabilire indipendentemente la distanza tra esso e la sorgente di emissione calcolando il ritardo fra i diversi modi.
I modi fondamentali che compongono l'onda dipendono fortemente dal tipo di applicazione oltre che dalla struttura e composizione del materiale. A titolo d'esempio la Tab. 1 mostra le frequenze di osservazione consigliate per applicazioni tipiche basate su AE.

Application	20-100 kHz	100-400 kHz	>400 kHz
Corrosion screaning of flat bottom storage tanks	x		
Leackage detection in water/oil	x		
Hot reheat pipe crack detection		x	
Integrity testing of pressure vessels		x	
Hot reheat pipe crack detection	x	x	
Integrity testing of metallic structures		x	
Integrity testing of composite materials		x	
Integrity testing of concrete structures	x		
Drying process monitoring of plants/wood		x	
AE testing of small specimen			x

Tabella 1. Frequenze di osservazione

Di conseguenza, prima di ipotizzare l'architettura del nodo, è stata effettuata un'analisi sui segnali acquisiti dai sensori AE. In particolare si è cercato di caratterizzare i contenuti spettrali dei due modi A_0 e S_0 ed individuarli nel tempo.
L'analisi è stata effettuata attraverso processamento MATLAB su segnali di emissione acustica acquisiti con sensore AE Vallen VS150 RIC a distanze di 40 60 e 80 cm. Dalle simulazioni sono stati ricavati gli spettrogrammi mostrati in
Figura 6, Figura 7 e
Figura 8.

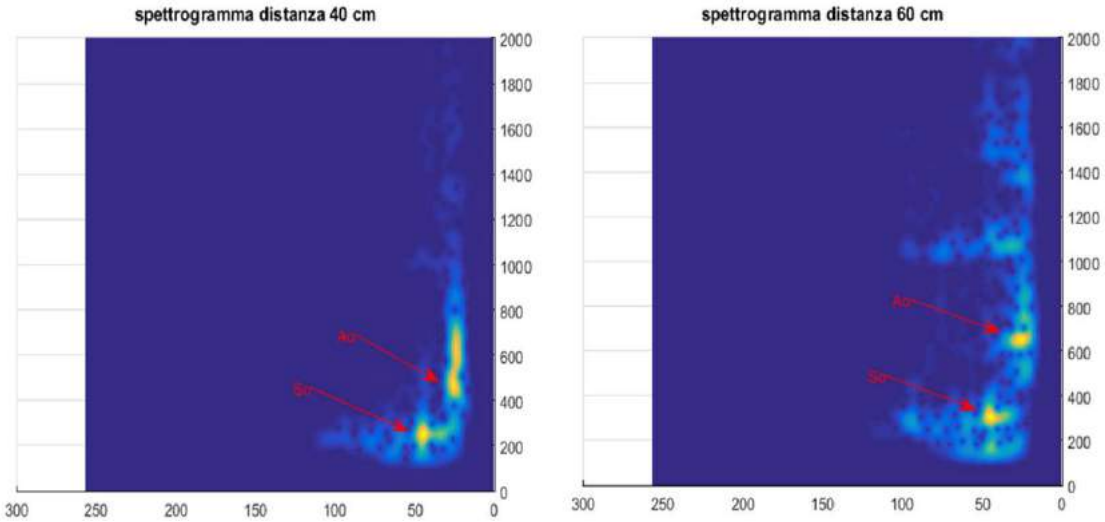


Figura 6. Spettrogrammi relativi a emissioni acustiche localizzate a 40 e 60 cm dal sensore

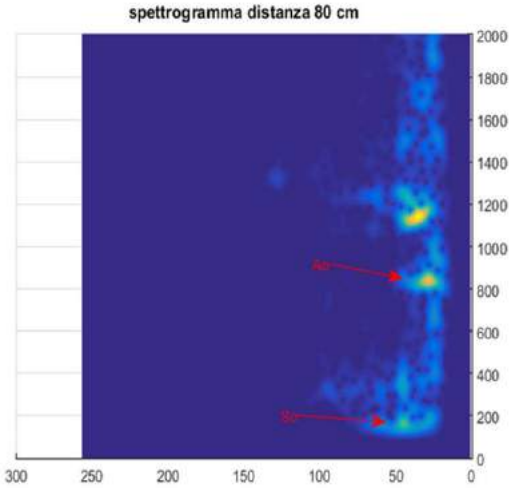


Figura 7. Spettrogramma di emissione acustica localizzata a 80 cm dal sensore

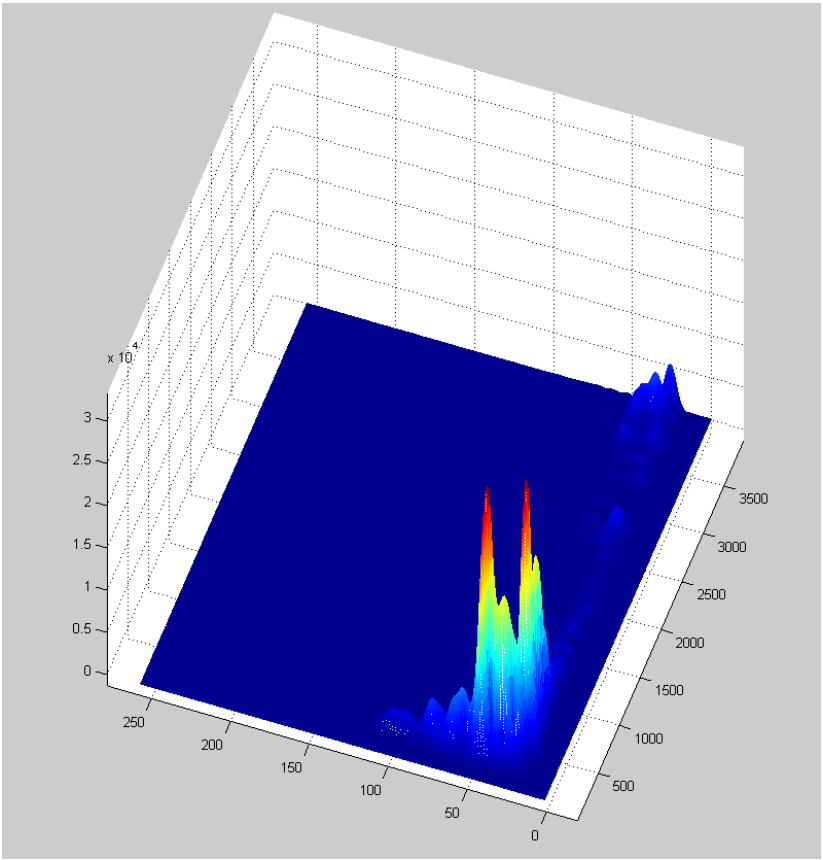


Figura 8. Spettrogramma 3D

I grafici sono stati ottenuti utilizzando i seguenti parametri:

- FFT a 128 punti
- Overlap di 127 punti
- Finestra di Hamming
- Frequenza di campionamento 5 Mhz

Calcolo del tempo di ritardo tra S0 e A0

Per poter calcolare la differenza temporale trai 2 modi è necessario rilevare gli istanti di arrivo dei due modi.
La prima operazione che deve essere svolta è la separazione dei due modi che può essere effettuata filtrando il segnale intorno alle frequenze caratteristiche di S0 e A0. Gli istanti di arrivo dei due modi corrispondono ai massimi assoluti degli inviluppi dei due segnali filtrati. A titolo di esempio in
Figura è mostrato il segnale relativo ad A0 dopo il filtraggio e il calcolo del suo inviluppo.
I due segnali ottenuti dal filtraggio possono essere infatti assimilati a due segnali modulati del tipo:

$$\begin{aligned} x_1 &= S_0(t)\sin(\omega_1 t) \\ x_2 &= A_0(t)\sin(\omega_2 t) \end{aligned} \quad (1)$$

Dove ω_1 e ω_2 rappresentano le frequenze dei due modi mentre S0 e A0 i loro inviluppi.
L'inviluppo dei segnali relativi ai due modi possono essere calcolati tramite trasformata di Hilbert [4] definita come la convoluzione tra il segnale e il filtro definito nell'EQ. 1

$$h_{HT}(t) = \frac{1}{\pi t} \quad (2)$$

con

$$H_{HT}(j\Omega)\begin{cases} -j & \Omega > 0 \\ j & \Omega < 0 \end{cases} \quad (3)$$

Applicando la trasformata di Hilbert ai segnali rappresentati in Eq.1 otteniamo:

$$\begin{aligned} x_1 &= S_0(t)e^{(\omega_1 t)} \\ x_2 &= A_0(t)e^{(\omega_2 t)} \end{aligned} \quad (4)$$

L'inviluppo può essere ottenuto dal modulo quadro dei segnali appena ricavati (Eq 5)

$$\begin{aligned} \left|x_1\right|^2 &= S_0(t)e^{(\omega_1 t)}\,\overset{*}{S}_0(t)e^{(-\omega_1 t)} = \left|S_0\right|^2 \\ \left|x_2\right|^2 &= A_0(t)e^{(\omega_2 t)}\,\overset{*}{A}_0(t)e^{(-\omega_2 t)} = \left|A_0\right|^2 \end{aligned} \quad (5)$$

Gli istanti di arrivo dei due modi possono essere rilevati utilizzando un circuito per il calcolo del massimo. Come è possibile vedere in
Figura 9 l'inviluppo del modo A0 (caratteristiche analoghe si hanno per il modo S0) presenta un massimo assoluto e diversi massimi relativi che devono essere necessariamente diversificati al fine di non incorrere in falsi positivi.

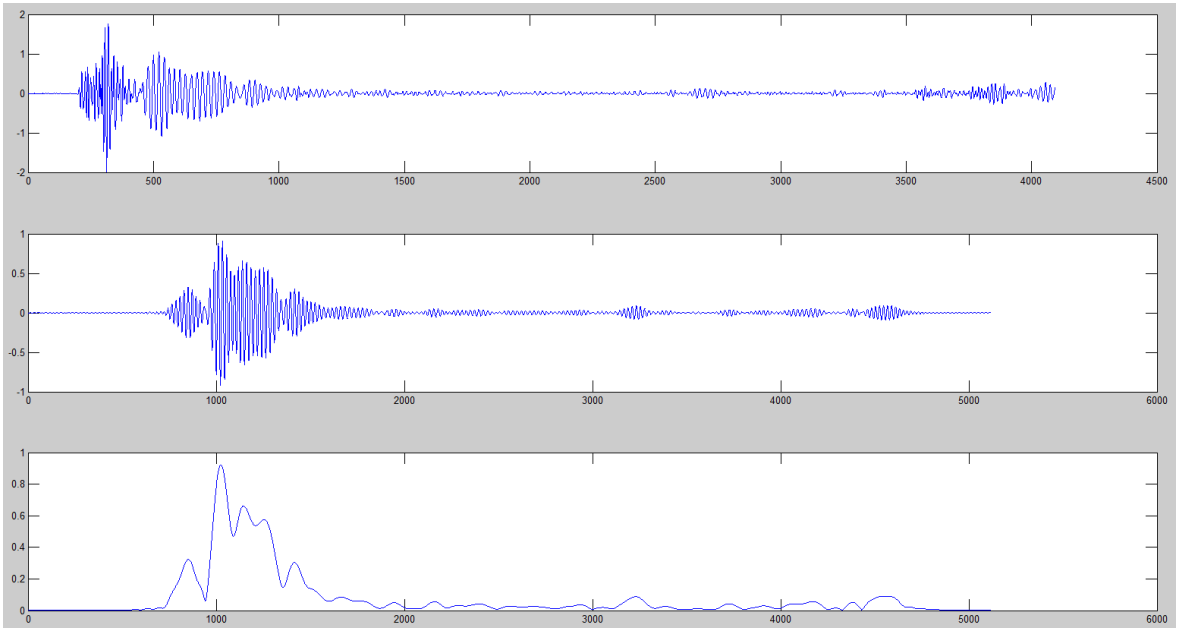


Figura 9. Emissione acustica, modo A0 filtrato e suo inviluppo

Un possibile circuito per il calcolo dei massimi è mostrato in
Figura 10, esso compara i 10 valori precedenti ed i 10 valori successivi all'ipotetico punto di massimo generando un impulso in corrispondenza di un cambio di segno della derivata.

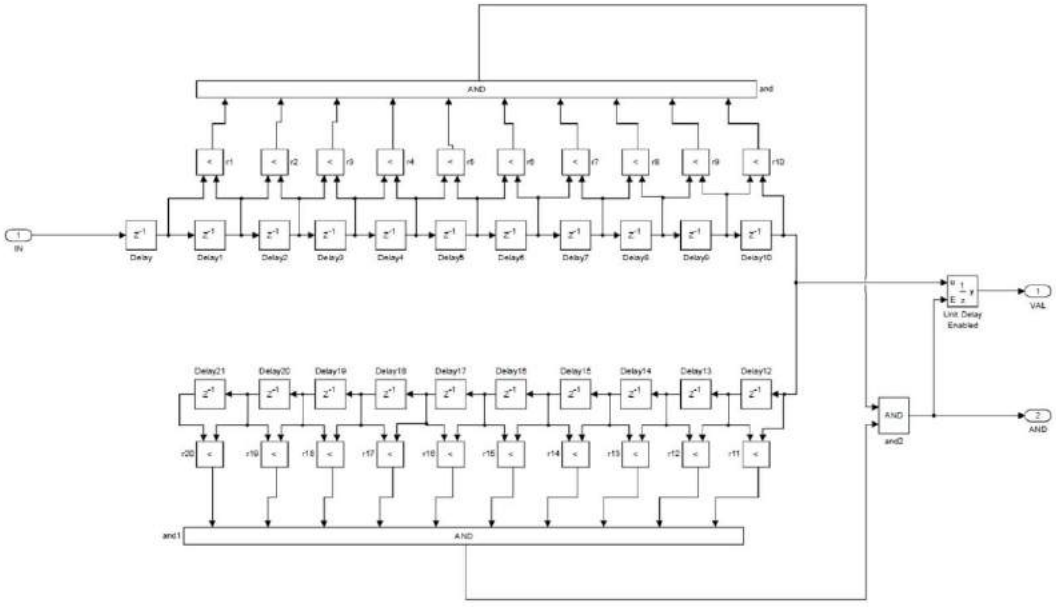


Figura 10. Circuito per il calcolo del massimo

In
Figura 41 è mostrata una possibile architettura in grado di svolgere le operazioni fin qui discusse.

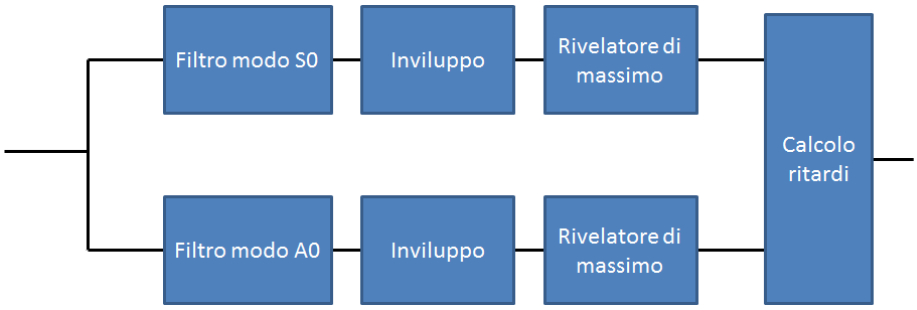


Figura 41. Schema a blocchi processing

Dall'analisi emerge che poiché la distanza dalla sorgente è calcolata stimando il ritardo tra i due modi, i tre sensori utilizzati per la localizzazione non necessitano, come per il metodo esaminato precedentemente (basato sul TOA dell'intera forma d'onda), di dover essere sincronizzati ed inoltre è anche possibile utilizzare nodi a singolo sensore per la triangolazione, con evidenti vantaggi dovuti alla semplificazione dei circuiti elettronici e della conseguente riduzione dei consumi.

4. Conclusioni e sviluppi futuri

In questo articolo abbiamo mostrato possibili soluzioni circuitali per la localizzazione di emissione acustiche utilizzabili in una WSN. In particolare sono stati presi in esame due metodi: quello basato sul TOA del segnale e quello basato sul TOA dei modi S0 e A0. Infine, per ognuno dei due metodi sono state proposte soluzioni circuitali per la determinazione dei TOA. Essendo il risparmio energetico uno degli aspetti fondamentali di una WSN, la seconda soluzione offre sicuramente diversi vantaggi. Il primo è possibilità di realizzare nodi a singolo sensore non essendo necessaria alcuna sincronizzazione tra i sensori utilizzati per la triangolazione. Tale aspetto implica un altro vantaggio, quello di poter realizzare nodi con meno componenti elettronici riducendo il consumo energetico e allungando la durata della batteria.

5. Bibliografia

[1] Cardarilli G, De Petris C, Di Nunzio L, Mennuti C. Monitoraggio EA con tecnologia WSN ai fini dell'accertamento delle condizioni di stabilità o per la rivelazione di perdite di attrezzature a pressione. Atti Safap, Roma, 14 e 15 ottobre 2014

[2] Tobias A. Acoustic-emission source location in two dimensions by an array of three sensors Non-Destructive Testing. 1976;9(1):9-12.

[3] Kaphle M, Tan ACC, Thambiratnam DP, Chan THT. Identification of acoustic emission wave modes for accurate source location in plate-like structures Structural Control and Health Monitoring. 2012;19:187–198.

[4] Mitra SK. Digital Signal Processing: A Computer-Based. The McGraw-Hill Companies, Inc.PP 5-7.

[5] Aljets D, Chong A, Wilcox S, Holfords K. Acoustic emission source location in plate-like structures using a closely arranged triangular sensor array Journal of Acoustic Emission. 2010;28.

In Line Inspection - Ispezione interna di condutture attraverso il metodo del *pigging*

G. Vaccaro*, G. Argento*, D. Di Fonzo*

*Inail - UOT di Palermo

Sommario

Le compagnie petrolifere svolgono tradizionalmente valutazioni periodiche sull'integrità e l'efficienza operativa delle tubazioni attraverso la metodologia della *In Line Inspection* (ILI[1]) su condotte di trasporto idrocarburi. Essa è comunemente utilizzata dagli operatori per ispezionare le tubazioni dall'interno, e prende il nome di *intelligent or smart pigging*.
In relazione al tipo di indagine possono essere utilizzati differenti tipologie di *pig*[2], come ad esempio: *caliper pig* per registrare variazioni di rugosità, *dent*[3], ovalizzazioni o notevoli corrosioni interne; *cleaning pig* per la rimozione di ruggine, residui di lavorazione, detriti ecc.; *gauging pig* per la misurazione del diametro interno della tubazione.
La memoria illustra l'utilizzo della metodologia del piggaggio, in particolare delle attrezzature a pressione utilizzate per l'introduzione dello strumento (*pig*) in linea attraverso la cosiddetta "*Launcher*" (trappola di lancio), il recupero dello stesso dal "*Receiver*" e i relativi sistemi di chiusura e di sicurezza presenti.

1. Introduzione

La normativa di settore sugli strumenti di ispezione in linea (norme, buone prassi, specifiche tecniche) fa emergere alcune disomogeneità in merito alla terminologia degli strumenti utilizzati in quanto più tecnologie possono essere contenute nello stesso strumento.
Essi si possono suddividere in cinque gruppi a seconda del tipo di anomalia da rilevare o della tecnologia/metodo utilizzato per rilevarla:

- UT tool – metal loss detection;
- UT tool - crack detection (Phased Array and EMAT[4]);
- MFL[5] tool;
- Geometry tool:
    - caliper pig;
    - gauging pig;
- Mapping tool.

[1] In Line Inspection: Ispezione di un sistema di tubazioni dall'interno utilizzando uno strumento di ispezione interna.
[2] Strumento indipendente o comandato che si muove attraverso l'interno della condotta per l'ispezione, il dimensionamento, o la pulizia.
[3] Distorsione della parete del tubo con variazione del diametro interno, ma non necessariamente con una conseguente riduzione localizzata dello spessore della parete.
[4] Electro Magnetic Acoustic Transducer
[5] Magnetic Flux Leakage (dispersione di flusso magnetico)

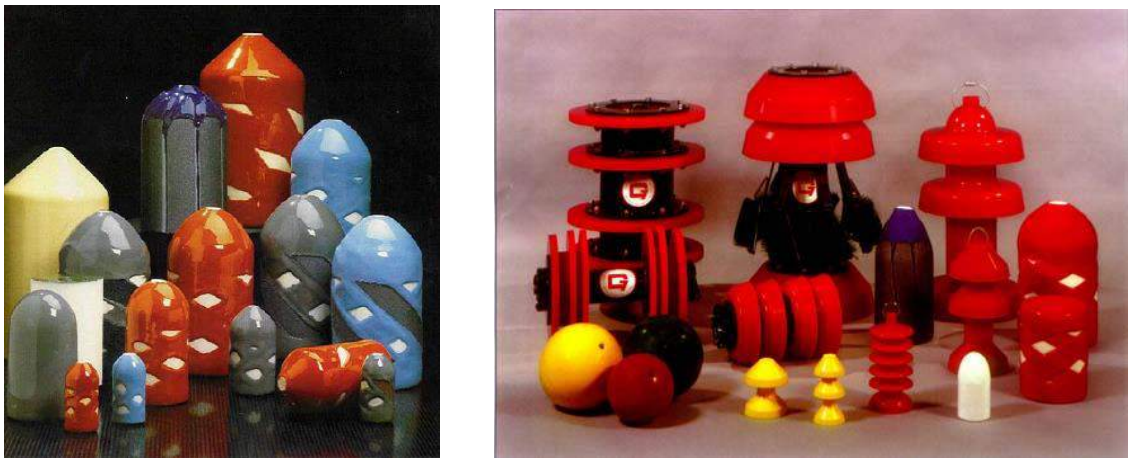


Figura 1. Cleaning pig



Figura 2. Caliper pig



Figura 3. Gauging pig

2. Sistemi di ispezione in linea

Nello svolgere le ispezioni in linea di tubazioni il primo passo da compiere è quello della scelta del sistema più idoneo, in relazione all'indagine da effettuare.
Quando si sceglie un sistema di ispezione interna (ILI), devono essere considerate oltre l'idoneità del sistema anche i parametri di progetto e le caratteristiche fisiche delle tubazioni acquisite normalmente dagli operatori con l'ausilio di un questionario.
Le società di servizi di ILI definiscono anche i parametri entro i quali gli strumenti di ispezione dovranno operare, quali ad esempio:

- temperatura;
- pressione;
- curvatura minima della tubazione;
- velocità minime e massime di trasporto;
- gli spessori di parete della tubazione;
- lo stato di pulizia interna della tubazione;

e tutte quelle caratteristiche che potrebbero limitare o precludere il successo dell'ispezione.

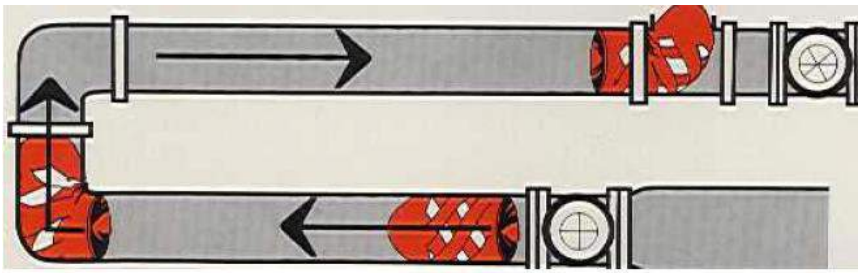


Figura 4. Schema semplificato di piggaggio

Per la scelta del sistema di ILI le società di servizi valuteranno ad esempio:

- le performance della rilevazione, identificazione, caratterizzazione e localizzazione delle anomalie;
- la possibilità di individuare altre anomalie oltre quelle di interesse;
- le caratteristiche fisiche degli strumenti di ispezione, come le dimensioni, il peso e le limitazioni ambientali;

Nel caso che gli obbiettivi dell'ispezione includano la ricerca contemporanea di più anomalie, come ad esempio corrosione e deformazione, si dovrà scegliere una combinazione di sistemi di ispezione al fine di valutare al meglio le condizioni generali. Gli strumenti utilizzati per le ILI possono passare attraverso la conduttura, trasportati dal fluido vettore, o possono essere trainati da un veicolo o da un cavo. Questi possono essere di tipo automatico e autonomo o possono essere azionati dall'esterno della tubazione tramite un cablaggio dati e una alimentazione elettrica.

2.1 Descrizione degli strumenti per ILI

Gli strumenti più utilizzati per la ricerca di aree di diminuzione di spessore e presenza di cricche si basano sul metodo MFL o tecniche diagnostiche ad ultrasuoni.
Diversamente per il rilevamento dimensionale delle deformazioni si utilizzano i "geometry tool" ovvero dei *pig* opportunamente progettati per registrare condizioni come:

- *dent*;
- rugosità;
- ovalizzazioni;
- variazioni del raggio e dell'angolo di curvatura;
- significative corrosioni interne.

Strumenti di questo tipo ad alta risoluzione vengono utilizzati per la valutazione dell'integrità delle tubazioni poiché riescono a rilevare con precisione le deformazioni o le aree di diminuzione di spessore interno.
Un'altra tipologia di strumenti adottata per la localizzazione e la mappatura delle condotte denominata "mapping tool", al cui interno sono presenti localizzatori GPS, può essere utilizzata singolarmente o come spesso accade accoppiata ad altri strumenti di rilevazione.
Altri strumenti si basano su tecnologie utilizzate per la ricerca di aree di diminuzione di spessore e cricche, quali:

- EMAT;
- phased array;
- correnti indotte;

che vengono impiegati a seconda del livello di dettaglio di indagine richiesto.

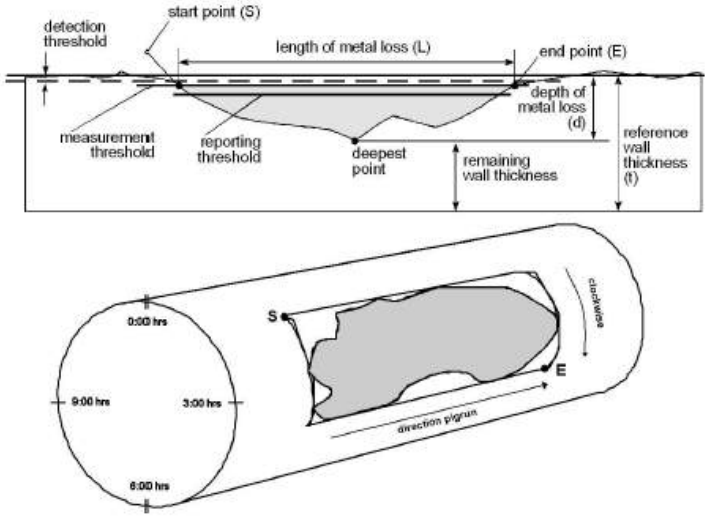
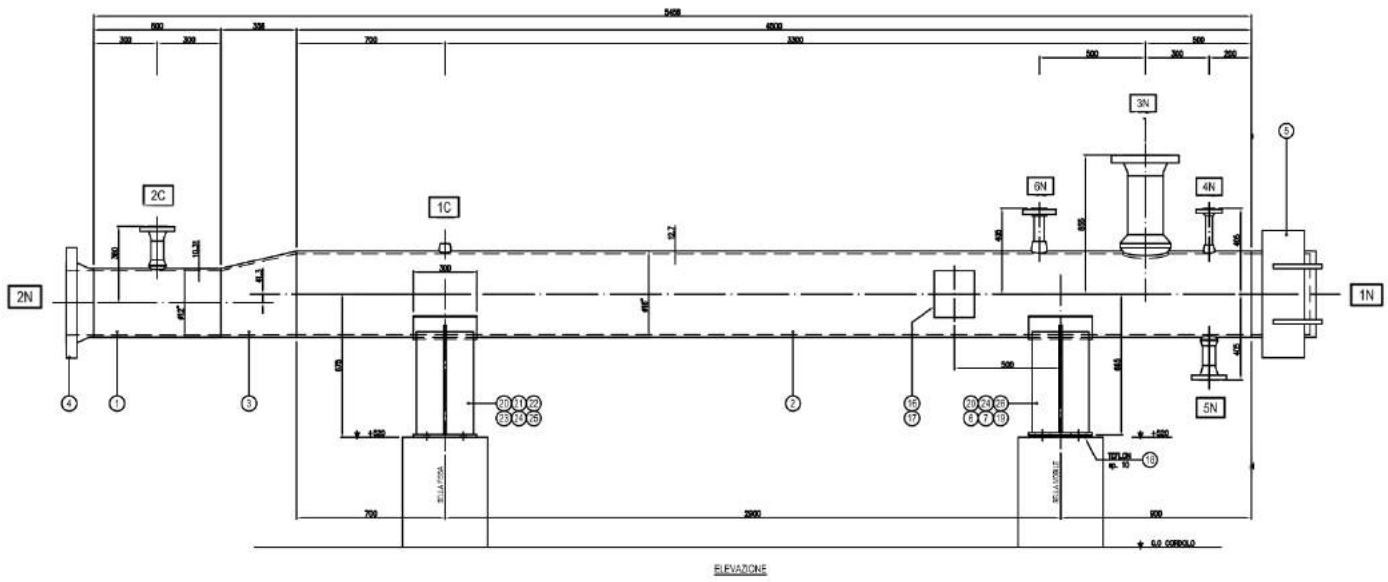


Figura 5. Localizzazione e dimensioni di un'area di diminuzione di spessore

3. Trappole di lancio e ricevimento

Le tubazioni (*piping*) presenti in un insediamento petrolchimico formano un complesso sistema che consente il trasporto del greggio dal sito di estrazione ai centri di raccolta/trattamento, il trasferimento dei fluidi semilavorati alle successive fasi di raffinazione, ed infine il trasporto del prodotto finito verso lo stoccaggio finale.
Come è noto l'esercizio delle attrezzature in pressione e delle tubazioni, successivo alla fase di costruzione, è regolamentato dal Decreto del Ministero delle Attività Produttive n° 329 del 1 dicembre 2004 che definisce tra l'altro le norme per la messa in servizio e le verifiche periodiche, quest'ultime regolamentate altresì dal D.M. 11 aprile 2011.
L'obbligo di tali verifiche discende anche dagli adempimenti previsti dal Decreto Legislativo n° 81/08 che considera le tubazioni attrezzature di lavoro di cui all'Allegato VII, art. 9, 70 e 71 e soggette al controllo periodico da parte del Datore di lavoro (Utilizzatore) al fine di garantire l'esercizio in sicurezza delle stesse.
La necessità di garantire l'integrità e la funzionalità delle tubazioni rende necessarie l'esecuzione di attività di pulizia e di controllo programmato dello stato di conservazione delle stesse. Le attrezzature utilizzate per l'inserimento del *pig* nella conduttura da ispezionare vengono denominate *Launchers* (trappole di lancio) e *Receivers* (trappole di ricevimento) le attrezzature utilizzate per il recupero del *pig* e la rimozione dalla tubazione al termine del servizio.
Le trappole vengono principalmente installate sulle linee di trasporto idrocarburi colleganti le aree pozzo o le piattaforme off-shore ai centri di raccolta e/o trattamento, denominate rispettivamente condotte a terra e condotte in mare. Le condotte a terra, nella maggior parte dei casi, risultano essere interrate, quelle in mare (*sea-line*) sono invece destinate al trasporto del fluido estratto nelle piattaforme petrolifere fino alla centrale di raccolta e/o trattamento. Le condotte in mare si sviluppano inizialmente lungo una gamba della piattaforma e proseguono (posate o interrate) sotto il fondale marino fino alla *"*camera di intercettazione*"* posta in prossimità del centro di raccolta. Le trappole possono essere del tipo fisso o mobile, le prime sono dotate di due selle di appoggio opportunamente dimensionate e saldate sul corpo, mentre le trappole mobili risultano essere saldate ad uno *skid*; quest'ultime vengono connesse alla condotta mediante l'ausilio di dedicate connessioni di collegamento normalmente chiuse mediante flange cieche.



1N	INGRESSO/USCITA PIG
2N	CONNESSIONE LINEA
3N	CARICA PRODOTTO
4N	PSV
5N	DRENAGGIO
6N	SFIATO
1C	PRESA DI PRESSIONE
2C	SEGNALATORE PIG

Figura 6. Schema trappola di lancio/ricevimento

Da un punto di vista strettamente costruttivo le trappole di lancio e ricevimento - costituite (per il primo tratto) da un corpo cilindrico di diametro superiore a quello della linea, mentre il secondo tratto da un corpo cilindrico di diametro uguale a quello della linea a cui si collegano - sono dotate di tronchetti per l'inserimento di strumentazioni di misura, controllo e pressurizzazione dell'attrezzatura per il lancio del *pig*. L'inserimento ed il recupero del *pig* può avvenire tramite sistemi di chiusura a manovra unica o multipla rispondenti ai requisiti essenziali di sicurezza previsti dalla direttiva di prodotto di riferimento, quali ad esempio l'installazione di idonei dispositivi che consentono la manovra di apertura solo a trappola depressurizzata. All'occorrenza tali attrezzature possono essere dotate di un carrello porta *pig* per consentire un più agevole e sicuro inserimento dello stesso nella trappola di lancio; mentre per le trappole di ricevimento a seconda delle esigenze e del tipo di *pig* da utilizzare può essere inserito un cestello forato per il recupero del *pig* stesso.
Per la costruzione delle trappole, oltre la Direttiva 2014/68/UE (ex 97/23/CE) del Parlamento Europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014 recepita con D.lgs. 15 febbraio 2016, n. 26 (PED), altra direttiva di prodotto applicabile è la nuova Direttiva ATEX 2014/34/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2016, per le attrezzature utilizzate in atmosfera potenzialmente esplosiva.

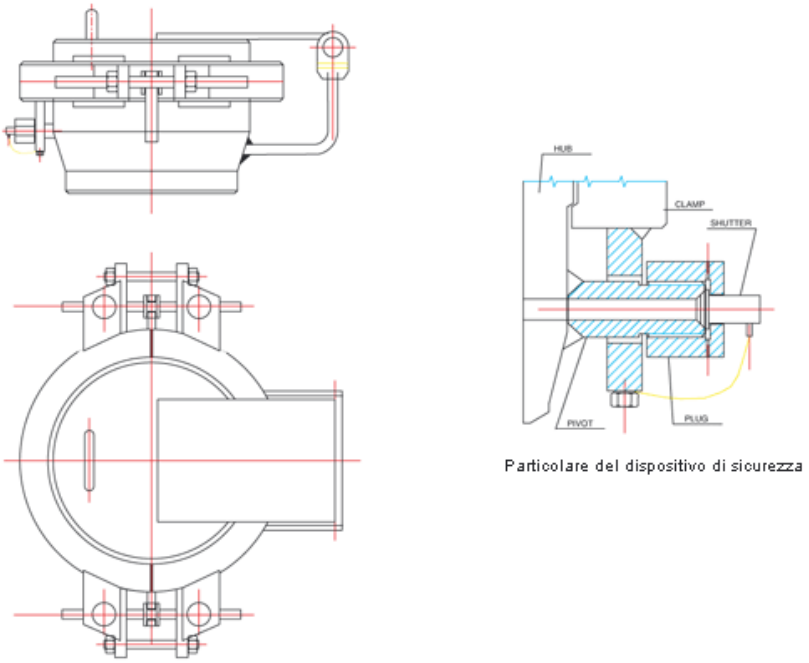


Figura 7. Sistema di apertura/chiusura rapida

4. Conclusioni

Considerata la sempre più crescente evoluzione tecnica nell'utilizzo dei controlli non distruttivi sia in fase di costruzione che di esercizio, si assiste oggi nel contempo ad un crescente interesse rivolto al controllo e monitoraggio delle tubazioni con la metodologia dell'ispezione in linea (ILI).
Le società di servizi di ispezioni in linea studiano e progettano strumenti di ispezione, procedure e tecnologie diagnostiche sempre più particolareggiate e performanti, al fine di ridurre o annullare anche il fermo impianto delle linee.
Si vuole evidenziare che l'utilizzo saltuario e temporaneo delle trappole deve indurre a prestare una attenzione particolare alle verifiche del buon stato di conservazione di tali attrezzature e dei loro sistemi di sicurezza e controllo prima della riattivazione dopo un lungo periodo di inattività o dopo uno spostamento da un precedente luogo di installazione.
Infine è necessario, al fine di garantire l'esecuzione in sicurezza delle operazioni di pulitura e controllo delle linee, implementare uno studio preliminare del luogo di installazione per garantire la rispondenza alle specifiche di installazione del prodotto riportate nel manuale di utilizzo fornito dal costruttore delle trappole.

5. Bibliografia

[1] API STD 1163, In-Line Inspection System Qualification, 2013

[2] NACE International Standard Practice "In-Line Inspection of Pipelines" 2010

[3] PIPELINE Operators Forum, Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines, 2009

[4] DM n.329 del 01/12/2004

[5] Direttiva 2014/68/UE (ex 97/23/CE) recepita con D.Lgs. 15 febbraio 2016, N. 26

Criticità durante la fase di ispezione periodica su attrezzature a pressione in Materiale Composito CFRP (*Carbon Fiber Reiforced Polymer*)

D. Di Fonzo*, G. Vaccaro*, G. Gorrino**, E. Pichini Maini***, G. Augugliaro***

*Inail - UOT di Palermo
**Inail - UOT di Alessandria
***Inail - DIT

Sommario

La memoria intende analizzare lo studio del comportamento meccanico e i principi generali sulle riparazioni, in sede di verifica periodica di bombole costruite in *CFRP*[1] mediante tecnologia di avvolgimento *FW*[2] e certificate ai sensi della direttiva *PED*[3]. L'esperienza messa a frutto durante le ispezioni periodiche condotte nel rispetto della norma UNI EN ISO 11623 ha evidenziato la necessità di attuare talune scelte come ad esempio l'utilizzo della prova di pressione idraulica sui lotti di bombole con liner in materiale termoplastico (TP), in alternativa al test di espansione volumetrica condotto invece sui lotti di bombole con liner in alluminio. Si intendono altresì fornire elementi sulla riparabilità per incollaggio dei danneggiamenti intermedi di livello 2 (abrasione, delaminazione o *debonding*) dello strato esterno in fibra di vetro *GFC*[4], mettendo in evidenza la corretta scelta dell'adesivo strutturale ed il trattamento delle superfici degli aderendi.

1. Introduzione

La prima parte della memoria tratterà dell'esperienza in fase di ispezione periodica di bombole in composito utilizzate come autorespiratori, certificate in costruzione ai sensi della direttiva PED. Gli intervalli di ispezione periodica (revisione) per bombole in composito devono essere condotti secondo le prescrizioni di cui alla norma UNI EN 11623 "*Bombole per gas trasportabili – Controlli e prove periodici per bombole in materiale composito*" con le periodicità stabilite dal fabbricante e nel Regolamento ADR[5] vigente.
Ai fini della accettabilità dei danneggiamenti riparabili di livello 2 (es.: **abrasioni, tagli, separazione degli strati**, di cui al prospetto 5 della norma UNI EN 11623) in sede di controllo e ispezione periodica sulle bombole a pressione in composito, si è ritenuto altresì utile fornire i principi fondamentali sull'utilizzo degli adesivi strutturali in fase di riparazione, nonché alcuni elementi teorici che ne condizionano la scelta.

2. Esperienza condotta in fase di ispezione periodica su bombole a pressione in materiale composito CFRP

L'elevata resistenza e rigidezza, unitamente alla eccellente resistenza alla corrosione e alla fatica dei materiali fibro-compositi, si sono tradotte in applicazioni ingegneristiche sempre più frequenti. Attualmente nella costruzione delle attrezzature a pressione assialsimmetriche mediante l'ausilio di suddetti materiali innovativi non convenzionali, la

[1] Carbon Fiber Reinforced Polymer
[2] Filament Winding
[3] Pressure Equipment Directive
[4] Glass Fiber Composite
[5] Accord Dangereuses Route

tecnologia di fabbricazione **FW** per avvolgimento dei **CFRP** costituisce una delle soluzioni più efficaci. Le ispezioni periodiche condotte presso un centro autorizzato sono state effettuate su un campione di 1059 bombole costruite in composito fibroso del tipo Alluminio – CFRP ottenute per estrusione rotante, di cui 338 (30%) aventi una sezione primaria resistente (***liner***) in lega di Alluminio, e 721 (70%) aventi *liner* interno non metallico realizzato in materiale termoplastico. Le caratteristiche principali sono: diametro esterno di 154 mm, lunghezza totale 555 mm (con esclusione della valvola), temperatura di esercizio compresa da - 50 a + 60 °C, vita limitata a 30 anni, autorespiratore non certificato per uso subacqueo. Al fine di verificare se le bombole avessero i requisiti per poter essere reintrodotte in servizio continuativo per un ulteriore periodo di tempo, allo scadere degli intervalli di ispezione di cui ai prospetti 1 e 3 della norma UNI EN ISO 11623, le stesse sono state sottoposte a ispezione e prove periodiche secondo la sequenza dei procedimenti sotto elencati:

- identificazione della bombola e preparazione per l'ispezione e la prova;
- esame visivo interno ed esterno;
- eventuale prova di permeabilità;
- prova di pressione idraulica o prova di espansione volumetrica (solo per bombole con anima in alluminio);
- ispezione della valvola;
- operazioni finali, rifiuto e restituzione di bombole inutilizzabili.

Si riportano nella tabella sottostante alcune caratteristiche delle bombole sottoposte ad ispezione periodica:

Costruttore	Capacità (Litri)	Pressione di carica (Bar)	Pressione di prova (Bar)
XXXX	9	300	450
XXXX	6.8	300	450
XXXX	3	300	450
YYY	9	300	450
YYY	6.8	300	450
YYY	3	300	450
ZZZZ	6.8	300	450
WWWW	9	300	450
WWWW	6.8	300	450
WWWW	3	300	450

Tabella 1. Caratteristiche costruttive

Si riporta in Tabella 2, relativamente alle bombole con **anima in alluminio** su un campione di 338 bombole verificate, il numero di bombole scartate in funzione della tipologia del danneggiamento riscontrato.

Difetti riscontrati	Numero bombole fuori uso
Danneggiamento da urto	0
Filettatura del collare	5
Danneggiamento strutturale	0
Prova di tenuta	0

Tabella 2. Scarti in funzione del danneggiamento



Figura 1. Attrezzatura di prova



Figura 2. Particolare Water Jacket

Considerato che i test basati sulla pressurizzazione interna delle attrezzature a pressione costituiscono attualmente le metodologie più impiegate per la caratterizzazione meccanica dei componenti in composito, tenuto conto delle esperienze condotte sperimentalmente, si è ritenuto opportuno sottoporre le bombole con *liner* in alluminio a prove di pressione in conformità all'Appendice informativa C della norma UNI EN ISO 11623 effettuando la **Prova di espansione volumetrica** con camicia d'acqua mediante l'ausilio del metodo della buretta di livellamento. Il presente metodo di prova consiste nella pressurizzazione idraulica della bombola all'interno di un *Water Jacket* costituito da un cilindro a tenuta pieno d'acqua. L'espansione volumetrica totale e l'eventuale espansione volumetrica permanente della bombola sono misurate come la quantità di acqua spostata dall'espansione della bombola sotto pressione e la quantità di acqua spostata dopo il rilascio della pressione. L'espansione permanente è calcolata come una percentuale dell'espansione totale e non deve essere maggiore della percentuale indicata nella specifica di progetto.

$$\frac{Espansione \quad permanente}{Espansione \quad totale} \times 100\% = \%\, Espansione \quad permanente \qquad (1)$$

Si è utilizzata nel particolare una stazione di collaudo bombole per il controllo dell'espansione volumetrica composta da due elementi principali, il *banco di verifica* ed il *Water Jacket* idoneo per bombole di diametro massimo di 270 mm e altezza massima 1000 mm. Il *banco di verifica* è composto da un telaio su cui sono posizionati i controlli del riempimento del *Water Jacket*, i controlli del funzionamento della pompa, la *Rampa Burette*, il *Manometro di controllo*, il *Registratore di pressione.*
Il *Water Jacket* è composto da un cilindro a tenuta dotato di sistema di sicurezza a disco di rottura, sistema di chiusura a morse manuali, connessioni di lavoro e da un *Coperchio* in metallo, dotato delle connessioni di collaudo, *Valvola di sfiato* e di anello per il sollevamento.

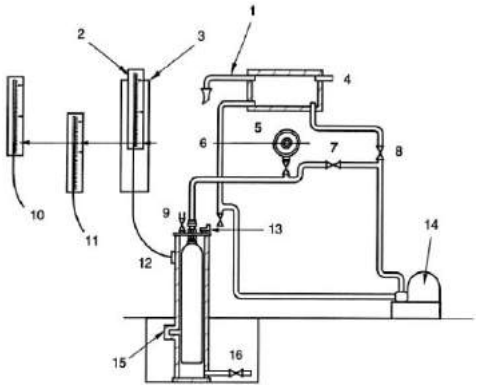


Figura 3. Schema dell'attrezzatura di prova

1	Troppopieno
2	Buretta tarata scorrevole in un telaio fisso
3	Telaio fisso
4	Erogazione d'acqua
5	Livello dell'acqua e degli occhi
6	Indicatore fissato al telaio fisso al livello dell'acqua
7	Valvola della linea idraulica
8	Valvola di adescamento
9	Valvola di riempimento della camicia
10	Posizione quando la pressione è rilasciata - Lettura = espansione permanente
11	Posizione alla pressione di prova – Lettura = espansione totale
12	Posizione prima della pressurizzazione
13	Valvola di spurgo dell'aria
14	Pompa
15	Dispositivo di sicurezza
16	Scarico

Si evidenzia che rispetto alle prove condotte sulle bombole con anima in alluminio, sottoponendo un campione di bombole con ***liner* in materiale termoplastico** a prove di espansione volumetrica, sono state rilevate particolari criticità di seguito riportate, che hanno indotto all'utilizzo ai fini dell'ispezione periodica del metodo di prova a pressione idraulica.

2.1 Considerazioni finali sulle prove e indagini effettuate

La scelta dei differenti metodi di prova di pressione per le due tipologie di bombole in composito sono da ricercarsi nella genesi che ha indotto la formazione di zone di non adesione nell'interfaccia fibra-liner. Sebbene durante la fase di avvolgimento, al fine di ottenere una perfetta adesione liner-rivestimento in composito, il rinforzo viene sottoposto al processo di **autofrettage** (*pretensionamento*), l'analisi delle sezioni delle bombole con anime in materiale termoplastico evidenzia la presenza di micro-vuoti che determinano una non perfetta aderenza anima-rivestimento. In tal caso, la prova di espansione volumetrica potrebbe dar luogo a valutazioni non correttamente attendibili, diversamente al comportamento delle fibre in carbonio, perfettamente aderenti sul *liner* di alluminio.





Figura 4. Microvuoti lungo l'interfaccia liner TP - CFC

Si riporta in Tabella 3, relativamente alle bombole con anima in materiale termoplastico su un campione di 721 bombole verificate, il numero di bombole scartate in funzione della tipologia del danneggiamento riscontrato.

Difetti riscontrati	Numero bombole fuori uso
Danneggiamento da urto	1
Filettatura del collare	20
Danneggiamento strutturale	1 (la bombola ha ceduto strutturalmente durante la prova in pressione)
Prova di tenuta	4

Tabella 3. Scarti in funzione del danneggiamento

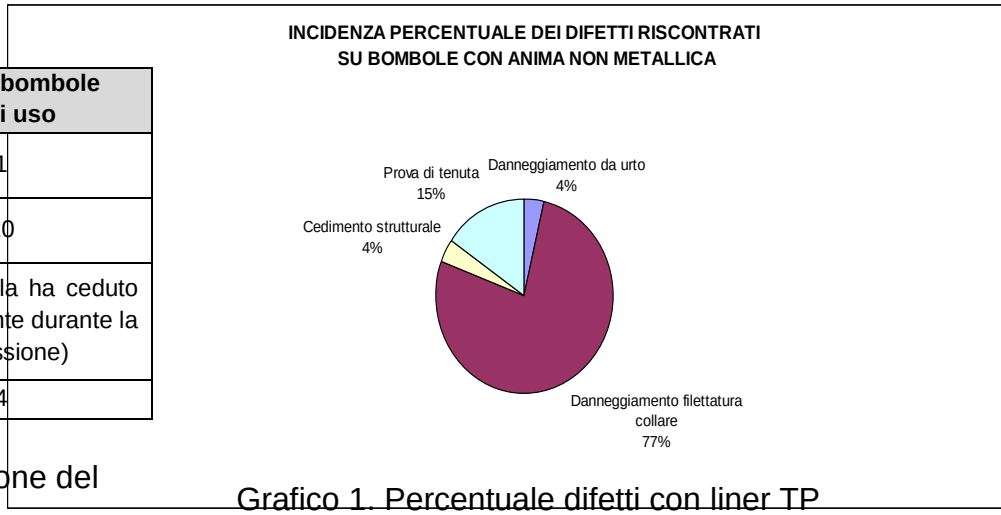


Grafico 1. Percentuale difetti con liner TP

3. I danneggiamenti di cui alla norma EN ISO 11623

Nel caso specifico di bombole costruite con materiali polimerici rinforzati con fibre strutturali FRP la valutazione e la classificazione del danneggiamento è basata sulla conformità alla norma **EN ISO 11623** che evidenzia nel particolare il **danno di livello 1** (accettabile), **danno di livello 2** (riparabile) e **danno di livello 3** (non riparabile). Il livello 2 di danno intermedio richiede un intervento di riparazione per evitare un ulteriore peggioramento. Occorre precisare in merito alla sezione primaria resistente, che una bombola in composito fibroso è composta dai seguenti elementi:

- Un'anima (*liner*) interna, in acciaio inossidabile o in alluminio ultraleggero con o senza saldature, oppure in matrice polimerica termoplastica (TP) non concorrente alla sezione resistente.
- Un avvolgimento per via umida o con preimpregnati (prepreg), di fibre in carbonio in formato di roving e resina (matrice) plastica o polimerica termoindurente (TI) del tipo poliestere o epossidico o matrice polimerica termoplastica (TP).
- Un avvolgimento per via umida o con preimpregnati (prepreg), di fibre di vetro in formato di roving e matrice polimerica termoindurente (TI) del tipo poliestere o epossidico o matrice polimerica termoplastica (TP), quale protezione contro gli impatti e le abrasioni. Le fibre di vetro non concorrono alla resistenza strutturale.
- Un'etichetta con i dati tecnici obbligatori, incollata sul corpo bombola e ricoperta da alcuni strati di fibra di vetro per proteggerla da danni.

Le riparazioni dei danneggiamenti di livello 2, di carattere "**cosmetico**", sono fatte sostanzialmente per ricostituire e ripristinare il profilo del componente (misurazione della lunghezza e profondità del danneggiamento, miscelazione e applicazione della resina). Tuttavia qualsiasi danno che metta allo scoperto la fibra di carbonio, è sufficiente per fare sì che la bombola venga scartata.

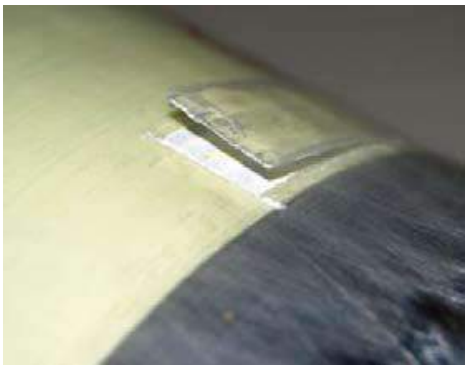


Figura 6.
Danneggiamento di livello 2, riparabile
Delaminazione o Sfogliamento (debonding)

4. Principi sulle riparazioni e sull'uso degli adesivi strutturali

Si definiscono "**adesivi strutturali**" i materiali in grado di trasferire carichi tra gli aderendi. Con l'uso di tali moderni adesivi costituiti da resine sintetiche, la tecnica dell'incollaggio strutturale ha assunto una grande importanza per la giunzione dei metalli leggeri, degli acciai, e in particolar modo dei materiali compositi. Si possono dedurre dalla Tabella 4 i limiti e le caratteristiche più importanti dell'incollaggio rispetto le tecniche di giunzione tradizionale, motivo del crescente successo dell'utilizzo dell'adesivo. I parametri riportati in Tab. 5 concorrono invece alla corretta scelta dell'adesivo in funzione sia della disponibilità applicative che delle caratteristiche del giunto.

Benefici	Svantaggi
- Aspetto estetico (*finitura superficiale liscia giunto quasi invisibile, aerodinamicamente poco invasivo*) - Distribuzione dei carichi e delle tensioni più uniforme, riduzione delle concentrazioni di sforzo (non sono effettuate forature) - Ottima capacità di trasferimento dei carichi elevati grazie all'estesa superficie d'incollaggio - Incremento della resistenza statica e dinamica a fatica, conferimento di tolleranza al danno - Nessuna modifica chimica e strutturale del materiale e degli aderendi - Conferimento di funzioni di sigillatura dagli agenti esterni, impermeabilizzazione ai liquidi e ai gas, isolamento termico ed elettrico o conduttore (*a seconda della formulazione*) - Costruzioni ibride tra materiali metallici e non metallici (*metalli, materie plastiche, vetro*) - Resistenza alla corrosione elettrochimica (*per fenomeni galvanici*) - Diminuzione del peso strutturale in sede di costruzione (*uso di materiali più leggeri*) - Minimizzazione e prevenzione dei fenomeni di corrosione galvanica - Uso di metalli con superfici pretrattate - Smorzamento della propagazione delle vibrazioni - Possibilità di ottimizzazione (*stampaggio dei componenti in plastica*) - Costi e tempi di fabbricazione minori	- Sensibilità strutturale ai carichi di *peeling* (strappamento con un aderente rigido e l'altro flessibile, nel carico di *cleavage* i due aderendi sono rigidi) rispetto ai carichi di trazione e di taglio - Analisi strutturale complessa per applicazioni critiche o con geometria complessa - Necessaria accurata preparazione delle superfici degli aderendi - Rigido controllo di processo e accurato controllo dei tempi di polimerizzazione - Devono essere effettuati dedicati CnD - La riparazione di giunzioni difettose è praticamente impossibile - Limitata resistenza alle alte temperature - Carenza nei metodi di CnD semplici e consolidati - Preparazione delle superfici talvolta complessa - Tempo di immagazzinaggio limitato - Possibili misure di sicurezza particolari - Giunzioni normalmente permanenti

Tabella 4. Benefici e svantaggi dell'incollaggio nei confronti dei sistemi tradizionali

Tipi di aderendi:	metalli, materie plastiche, gomme, vetro, ecc.
Applicazione:	temperature di applicazione, preparazione delle superfici, tempo di presa apparecchiature, misure di sicurezza.
Carico del giunto:	strutturale e non (*anche in rapporto alla coesione degli aderendi*).
Condizioni di esercizio:	temperatura, umidità, attacco chimico.
Movimento del giunto:	aderendo - aderendo; aderendo - adesivo.
Costo dell'adesivo:	valutazione in termini di prodotto applicato.

Tabella 5. Parametri principali che concorrono alla scelta dell'adesivo strutturale

4.1 Scelta dell'Adesivo strutturale

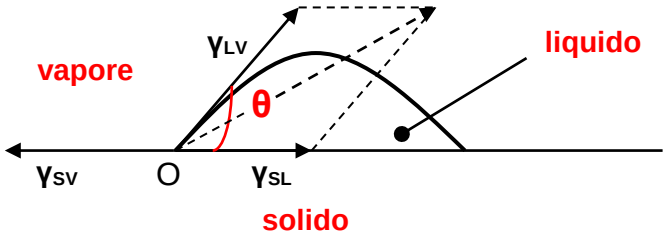
L'adesione tra adesivo e aderendo si attua attraverso un campo di forze superficiali dipendenti dalla natura dei due elementi. Al fenomeno dell'adesione possono contribuire due tipi di forze:

- **forze di natura primaria** (*legami chimici*);
- **forze di natura secondaria** che combinano diversi meccanismi di legame d'assorbimento.

Possiamo pensare che le molecole all'interno del corpo siano sottoposte a un sistema di forze in equilibrio dovute alle forze mutue che si instaurano fra le molecole vicine, a differenza delle molecole giacenti sulla superficie libera che subiscono un'azione attrattiva solo verso l'interno del materiale. Poiché il sistema di forze sulle molecole in corrispondenza della superficie non è in equilibrio, nasce una forza attrattiva verso l'interno, nota come "**tensione superficiale**", che determina l'assorbimento dei componenti chimici presenti nell'aria. La tensione superficiale che si manifesta sulla superficie di una fase liquida, determina l'effetto e la tendenza del mantenimento della forma sferica.

La prima condizione che interviene nella scelta dell'adesivo è la sua "**bagnabilità**" nei riguardi dell'aderendo, ovvero la capacità della sua fase liquida di spandersi sulla superficie solida di appoggio anziché mantenere la forma sferica: tensione superficiale e bagnabilità agiscono quindi in segno opposto. Nel caso di bagnabilità incompleta la goccia di adesivo si dispone a forma di lente sulla superficie dell'aderendo. In Fig. 7 la bagnabilità è misurata dall'angolo θ che la tangente alla lente nel punto O (*presenza delle tre fasi: liquido - solido - vapore*) forma con la superficie di separazione. Tutti i fenomeni di bagnatura sono associati alla tensione superficiale liquido-vapore γ_{LV} [J/m^2] > 0 e all'angolo di contatto θ. Tale angolo θ dipende dai valori diversi delle tre tensioni superficiali, in corrispondenza delle superfici di separazione tra le due fasi diverse. Nel caso di un adesivo altamente bagnabile, il coseno di tale angolo di contatto è descrivibile attraverso il bilancio delle forze interfacciali su unità di superficie mediante la nota equazione di Young nelle condizioni di equilibrio: $\gamma_{SV} = \gamma_{SL} + \gamma_{LV} \cos \theta$

Figura 7. Valori delle tensioni superficiali in corrispondenza delle superfici di separazione tra le due fasi diverse



con:
- γ_{SV} tensione superficiale nella superficie di separazione solido - vapore (aria);
- γ_{SL} tensione superficiale nella superficie di separazione solido - liquido;
- γ_{LV} tensione superficiale nella superficie di separazione liquido - vapore (aria);

Affinchè si abbia la **completa bagnabilità** (per $\theta = 0$) occorre quindi che sia verificata la relazione:

$$\gamma_{SV} = \gamma_{SL} + \gamma_{LV} \quad \text{da cui:} \quad \gamma_{SL} = \gamma_{SV} - \gamma_{LV}$$

L'incollaggio ottimo si avrà in condizioni di completa bagnabilità, con l'adesivo (liquido) che bagna completamente l'aderendo (il solido) distribuendosi spontaneamente sulla sua superficie ad una velocità dipendente da fattori quali la viscosità del liquido e la rugosità del solido; ciò accade quando "**la tensione superficiale del liquido** (*adesivo*) **è minore della tensione superficiale del solido** (*aderendo*)":

$$\gamma_{SV} > \gamma_{LV}$$

Tale affermazione è condizione necessaria ma non sufficiente affinchè si verifichi l'incollaggio; occorre infatti anche che la tensione superficiale γ_{SL} risulti minima.

In base al modello elaborato da **Fowkes** (1964), le molecole dei due elementi sulla superficie di separazione sono sottoposte a due forze dirette in senso opposto:

- **forze di attrazione verso l'interno** dovute alla tensioni superficiali γ_S e γ_L;
- **forze di attrazione verso l'altro elemento** pari alla media geometrica della coppia di valori di tensioni superficiali, corrispondenti a forze attrattive secondarie di eguale natura.

Ne deriva la seconda affermazione che guida la scelta dell'adesivo per cui γ_{SL} sarà tanto minore quanto più "**aderendo ed adesivo presentano forze secondarie attrattive di eguale natura**".
L'equazione di Young purtroppo non trova facile applicazione poiché i valori di tensione interfacciale γ_{SV} e γ_{SL} sono di complessa determinazione, per cui si ricorre alla prova di spandimento per determinare sperimentalmente l'angolo di contatto θ. Mediante l'ausilio dell'applicazione di una pressione o di una forza, un liquido può distribuirsi in modo spontaneo e completo su di una superficie solida anche per $\theta > 0$.

Angolo di contatto	***Grado di bagnabilità dell'adesivo***	***Entità delle forze***	
		adesive	***coesive***
θ = 0°	Perfettamente bagnabile	forti	deboli
0 < θ < 90°	Altamente bagnabile	medie	medie
90 < θ < 180°	Poco bagnabile	deboli	forti
θ = 180°	Perfettamente non bagnabile	molto deboli	molto forti

Tabella 6. Grado di bagnabilità adesivo-aderendo in funzione dell'angolo di contatto θ

4.2 Trattamenti superficiali e preparazione delle superfici

Il trattamento superficiale degli aderendi riveste importanza fondamentale nel processo di incollaggio di una struttura, considerato che l'adesione dipende in buona parte da una corretta e accurata preparazione delle superfici. In modo particolare ne risultano influenzate la durata e l'affidabilità nel tempo, e la resistenza in condizioni ambientali

severe. Si sono sviluppati a tal fine una serie di trattamenti specifici che conducono alla eliminazione dalla superficie di agenti inquinanti (*olii, grassi, plastificanti, distaccanti*) e di parti di incoerenti e, se necessario, al rafforzamento e alla stabilizzazione della superficie e alla sua attivazione. Tali accorgimenti propedeutici alla riparazione devono comunque essere sempre effettuati in accordo alle disposizioni riportate nel manuale d'uso rilasciato dal Fabbricante dell'attrezzatura a pressione in materiale composito. Si riassumono in Tabella 7 i trattamenti superficiali e le operazioni generali per l'incollaggio delle superfici:

Fase	Operazione	Obiettivi
1) Controllo dell'eventuale danno	Controllare dettagliatamente la zona danneggiata	Il difetto deve rientrare nei limiti consentiti di riparabilità (danno di livello 2)
2) Pulizia preliminare	Spazzolatura, lavaggio con getto d'acqua controllato, aria compressa	Rimozione di materiali incoerenti (polveri, scaglie, sporco, umidità, contaminanti)
3) Sgrassaggio	Trattamento con solventi (manuale, bagni ad immersione/vapore), ultrasuoni	Eliminazione di sottili strati di olii e grassi di protezione, o distaccanti.
4) Abrasione meccanica	Pallinatura con pallini di plastica, abrasione con allumina (per incollaggio con adesivi epossidici o acrilici compositi termoindurenti)	Eliminazione di strati di ossido, irruvidimento, attivazione.
5) Trattamento chimico o chimico/fisico	Bagni specifici (*Etching*)	Sostituzione dello strato superficiale con uno nuovo riproducibile
6) Predisposizione ideale della superficie di riparazione	Rimozione mediante taglio di eventuali materiali fibrosi (fibra di vetro) che siano staccati o rotti.	Migliore comportamento in risposta al campo di sollecitazione, minor concentrazione tensionale
7) Trattamento con primers (promotori di adesione)	Rivestire le superfici ai fini protettivi con *primers* (promotori di adesione costituiti da soluzioni diluite dell'adesivo in un solvente organico)	Interposizione tra adesivo ed aderendo di strato di materiale con affinità comuni al fine di creare legami e caratteristiche chimico-fisiche intermedie.
8) Incollaggio	Applicare sulla zona danneggiata il tessuto in fibra di vetro impregnato con la giusta quantità di resina epossidica bi-componente, polimerizzazione e successiva operazione di finitura superficiale esterna	Ricoprire e riempire la zona danneggiata

Tabella 7. Trattamenti superficiali per componenti strutturali incollati

4.3 Cenni sulle sollecitazioni e dimensionamento dei giunti incollati con adesivi epossidici

Le sollecitazioni tipiche cui vengono sottoposti i giunti incollati sono quelle di taglio, spaccatura, trazione e pelatura. Nelle riparazioni per incollaggio strutturale a prescindere dalla forma del giunto (a semplice sovrapposizione, a doppia sovrapposizione, a giunto rastremato, ecc.) tre parametri ne influenzano notevolmente le prestazioni: la lunghezza di sovrapposizione ($\mathbf{l_r}$), la rigidezza (**s**) del supporto e lo spessore dell'adesivo. Il carico che può sopportare il giunto aumenta in modo proporzionale all'aumentare della superficie di incollaggio se l'area di sovrapposizione viene incrementata dalla larghezza del giunto. L'incremento della lunghezza di sovrapposizione invece oltre certi limiti non comporta un ulteriore aumento della resistenza del giunto e a parità di superficie di incollaggio si ottengono valori più alti di resistenza se la larghezza prevale sulla lunghezza di sovrapposizione. Incrementando inoltre lo spessore degli aderendi e diminuendo lo spessore dell'adesivo, migliorano la resistenza al taglio per trazione $T = \sigma\, s/l_r$ e la resistenza al cedimento interlaminare. Il "**fattore di forma**" stabilito dal De Bruyne che misura l'influenza dei due fattori: **s** = spessore dell'aderendo e $\mathbf{l_r}$ = lunghezza di

sovrapposizione, viene calcolato secondo la seguente forma: $f = \sqrt{s/l_r}$. Si può quindi prevedere che giunti differenti, sottoposti a condizioni di esercizio comparabili (stesse tipologie di composito, stesso adesivo, stesso spessore del giunto, alla stessa sollecitazione media di taglio per trazione) cederanno allo stesso modo se i loro fattori di forma sono uguali. Da un punto di vista dimensionale, nota la resistenza media a rottura T determinata sperimentalmente attraverso prove di taglio per trazione come funzione del rapporto s/l_r, possono determinarsi ipotizzato un determinato carico (P) da trasmettere: la lunghezza ottimale di sovrapposizione (l_r) per un dato spessore (s) degli aderendi, e lo spessore ottimale degli aderendi per una data lunghezza di sovrapposizione.

5. Conclusioni

La memoria frutto delle esperienze didattiche, tecnologiche e di ispezione periodica sulle strutture realizzate in materiale composito fibroso, si offre da compendio utile indirizzato principalmente ai tecnici del settore incaricati nello svolgere operazioni di revisione, collaudo e ispezione periodica di attrezzature a pressione, realizzate con materiali innovativi non convenzionali. Si è cercato a tal fine, considerata la norma europea UNI EN ISO 11623 citata come riferimento negli allegati tecnici dell'ADR, di condividere le scelte e le conclusioni ottenute nel corso di una ispezione su bombole trasportabili realizzate in materiale composito. Altresì si sono analizzati i danneggiamenti riparabili, con l'intento di voler sempre più coinvolgere l'utilizzatore, i tecnici e le ditte autorizzate ai controlli ed ispezione periodiche, in una sempre più cosciente mentalità all'incollaggio strutturale.

6. Bibliografia

[1] Materiali Compositi, Tecnologie – Progettazione – Applicazioni. Ignazio Crivelli. Visconti, Giancarlo Caprino, Antonio Langella. Hoepli Editore. Milano 2013.

[2] Generalità sugli Adesivi. Valeretto F. – Boston SpA – Bollate (MI).

[3] Direttiva 2014/68/UE (97/23/CE) recepita con D.Lgs. 15 febbraio 2016, N. 26 (PED).

[4] Direttiva 2010/35/UE recepita con D.Lgs. 12 giugno 2012 n.78 (TPED).

[5] Decreto 1° dicembre 2004, n. 329 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'art. 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93.

[6] UNI EN ISO 11623: Bombole trasportabili per gas – Ispezione e prove periodiche delle bombole di materiale composito. Maggio 2005.

[7] Linea Guida: L'esame visivo su attrezzature a pressione ai fini delle verifiche di costruzione e di esercizio. ISPESL Dipartimento Omologazione e Certificazione – Dipartimento Tecnologie di Sicurezza. Gennaio 2006.

[8] ADR 2015.

Controllo delle saldature con il metodo ad ultrasuoni con tecnica Phased Array (PAUT) in alternativa alla tecnica radiografica: dimostrazione su n. 2 blocchi campione saldati

C. De Toro*, G. Aversa*, G. Crispino**, C. Santomartino***, G.M. Calabrese****

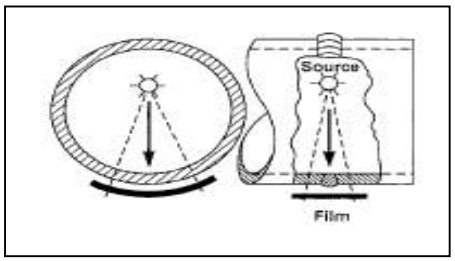
*Inail - UOT di Avellino
**ASL NA Centro
***D.E.MI s.r.l.
****CEC/ANCCP

1. Introduzione

Il presente lavoro si prefigge lo scopo di dimostrare l'affidabilità del controllo delle saldature con tecnica a Ultrasuoni Phased Array in sostituzione alla tecnica radiografica.
Il lavoro espone i risultati ottenuti a seguito di una dimostrazione pratica eseguita su No. 2 blocchi campione in acciaio al carbonio (ASTM A 333 gr.6) aventi rispettivamente le seguenti dimensioni geometriche:
CAMPIONE 1: Φ 20" spessore 11 mm
CAMPIONE 2: Φ 30" spessore 12 mm
Al fine di creare un termine di paragone oggettivo, i campioni, preparati con difetti artificiali cioè appositamente creati, sono stati sottoposti sia a esami radiografici sia a controlli Ultrasonori con tecnica Phased Array; entrambi i controlli sono stati eseguiti con approcci simili a quelli realizzabili in campo.

2. Metodo controllo radiografico

La radiografia industriale (RT) è impiegata generalmente per esaminare lo stato di integrità interna dei materiali mediante la rappresentazione della relativa immagine su una pellicola radiografica (o illuminando uno schermo rivelatore, radioscopia), ottenuta con raggi X o γ.



2.1. Principio di funzionamento

Il principio di funzionamento è identico al procedimento per ottenere immagini radiografiche per uso medicale: una pellicola radiografica è esposta alle radiazioni che passano attraverso l'oggetto e viene esposta in maniera diversa a seconda della quantità di radiazione che la raggiunge o che viene assorbita dal materiale. A differenza delle immagini medicali però, queste immagini non vengono sviluppate in negativo, in quanto questo passaggio non è necessario al miglioramento della leggibilità dell'immagine. La presenza di discontinuità nel materiale ne altera localmente la densità, e quindi risulta in una variazione dell'esposizione della lastra dove altrimenti il materiale sarebbe risultato omogeneo. In questo modo si ottiene una proiezione bidimensionale del difetto.

2.2. Attrezzatura e specifiche per il controllo radiografico

Norma di riferimento: EN ISO 17636-1 -2013
Procedura: RT-02-12-Rev 1
Accettabilità: EN ISO 10675-1 -2013
Tipo di sorgente: raggi X strumento Eresco Seifert 300kV focal spot 3 mm
Tipo di pellicola: C3 in accordo EN 584-1
Produttore Film, tipo e dimensioni: KODAK MX125 10x48 cm
Processo di sviluppo: AUTOMATICO 28 °C
Tecnica radiografica: singola parete
Indicatore di Qualità: IQI 10 FE EN
Distanza Fuoco-Film 1000 mm

3. Metodo ad ultrasuoni Phased Array

Il controllo ad ultrasuoni Phased array (PA) è un metodo avanzato di controllo ad ultrasuoni che ha applicazioni in imaging medico e di controlli non distruttivi nel settore industriale.
Le applicazioni più comuni sono: il controllo non invasivo del cuore o l'utilizzo per il controllo della difettologia in manufatti realizzati con giunzioni saldate.

3.1. Principio di funzionamento

La sonda PA consiste di molti piccoli trasduttori ad ultrasuoni , ciascuno dei quali può pulsare indipendente. Variando i tempi, per esempio facendo pulsare gli elementi uno per uno in successione lungo una fila, si ottiene un fascio che può essere focalizzato e guidato elettronicamente. Quindi senza muovere la sonda è possibile testare e interrogare un grande volume di materiale.

3.2. Attrezzatura e specifiche di controllo Ultrasonoro Phased Array

Norma di riferimento: EN ISO 13588 -2012
Procedura: UT-PA 009/2013
parametri strumento:
Strumento: OMNISCAN MX2
Tipo di modulo: OMNI2-P-PA-16-128-E-IT
Versione Software: MXU 2.3
Modo: PE (Pulse Echo)
Mezzo di accoppiamento: Acqua
parametri sonda:
Elementi usati: 16
Tipo di onda: shear (onde trasversali)
Tipo di scansione: Settoriale
Sonda: 5L16-A1
Zoccolo: SA1-N60S-IHC
Risoluzione angolo: 1°
Blocchi di calibrazione : IIW-No.1 /ASME BLOCK Art. 4 fig. 434.2.1 foro Φ 3 mm
caratteristiche scansione:
encoder
apertura angolo 42°-75°
Gain: 15 dB

3.3. Vantaggi del metodo ad ultrasuoni Phased Array rispetto al controllo radiografico

Sicurezza: 1) assenza di radiazioni ionizzanti;
2) nessuna problematica di trasporto materiale radioattivo;
3) nessuna zona da controllare e delimitare per la sicurezza del personale;
4) possibilità di operare in sicurezza con attività concomitanti quali esecuzioni di saldature o altro;

Ambiente: 1) non è necessario il trasporto, la gestione e lo smaltimento dei prodotti chimici (rifiuti speciali);
2) nessun materiale di risulta (piombo di rinforzo pellicole) in discarica;

Tempo di scansione: Il controllo ad Ultrasuoni consente un responso immediato;
Registrazione: Le scansioni ad Ultrasuoni, vengono salvate su supporti informatici e facilmente archiviati, al contrario delle radiografie che ingombrano e sono soggette a invecchiamento e deterioramento;
Qualità: Con l'utilizzo degli ultrasuoni Phased Array, le dimensioni del difetto sono valutate in 3 dimensioni Altezza, Lunghezza, e Larghezza, rendendo così possibile l'individuazione precisa della posizione del difetto all'interno della saldatura. La radiografia, invece, non fornisce alcuna indicazione sia sulla altezza che sulla profondità dei difetti.



Figura 1. utilizzo del metodo Phased Array su tubazione

Gli svantaggi potenziali dei sistemi ad ultrasuoni phased array sono rappresentati da un contenuto aumento dei costi e dalle necessità di formazione di un operatore. Tuttavia questo aumento dei costi è in genere controbilanciato dalla maggiore flessibilità d'ispezione e dalla riduzione della durata d'ispezione.

4. Confronto tra i due metodi di controllo non distruttivo

Per verificare l'affidabilità del metodo Phased Array, sono stati realizzati due saggi di prova saldando "testa a testa" due spezzoni di tubo Φ 20" spessore 11 mm e due spezzoni di tubo Φ 30" spessore 12 mm. Nell'esecuzione dei due saggi sono stati volontariamente causati alcuni difetti nella saldatura. Nel primo saggio sono riscontrabili una serie di 5 difetti volumetrici mentre nel secondo saggio è presente una mancata fusione a tratti.
Successivamente i due saggi sono stati sottoposti a controlli non distruttivi, prima con tecnica radiografica tradizionale e poi con il metodo ultrasonoro Phased Array.
Le figure che seguono riportano le metodologie utilizzate e i risultati ottenuti.

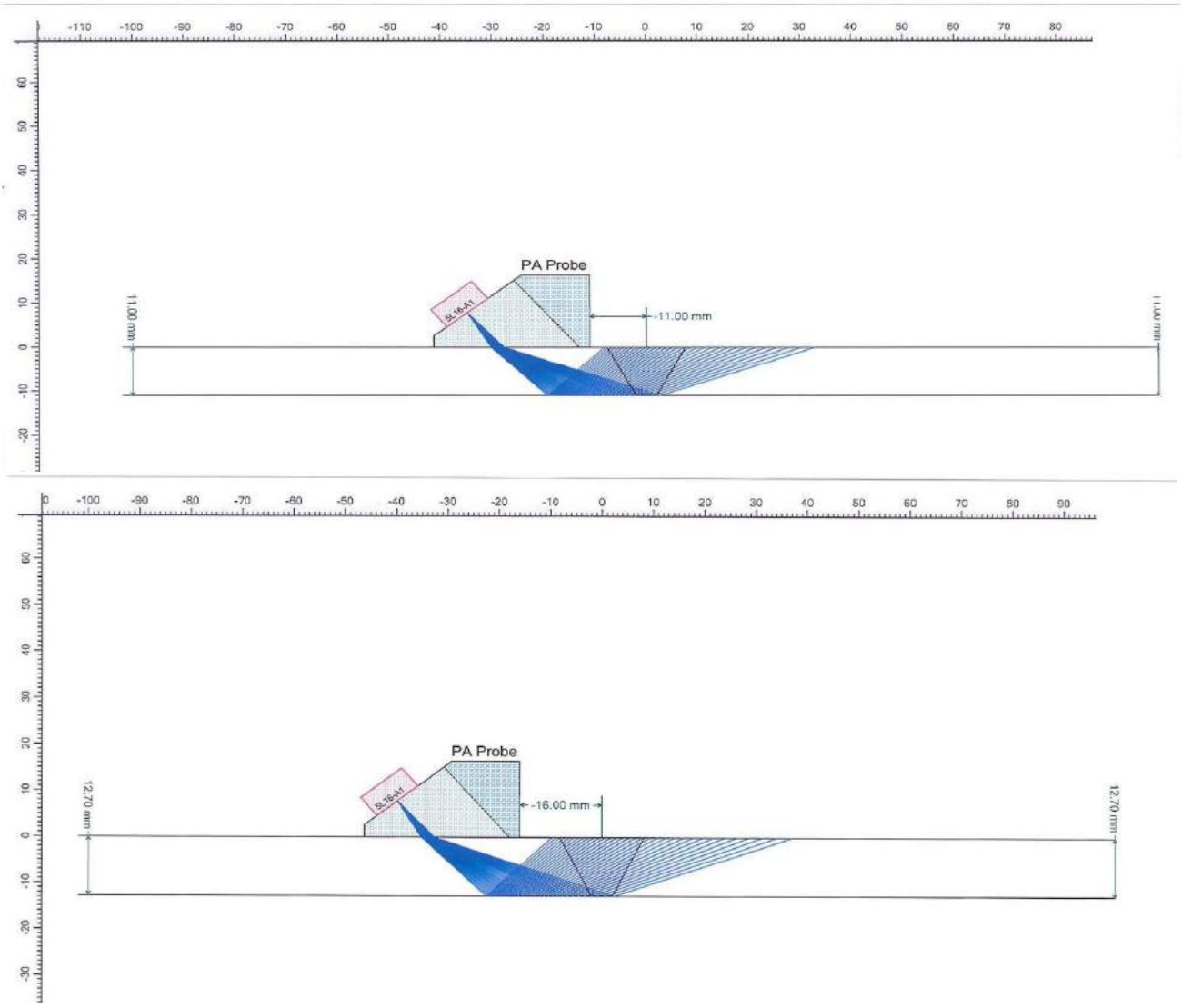


Figura 2. Piano di scansione

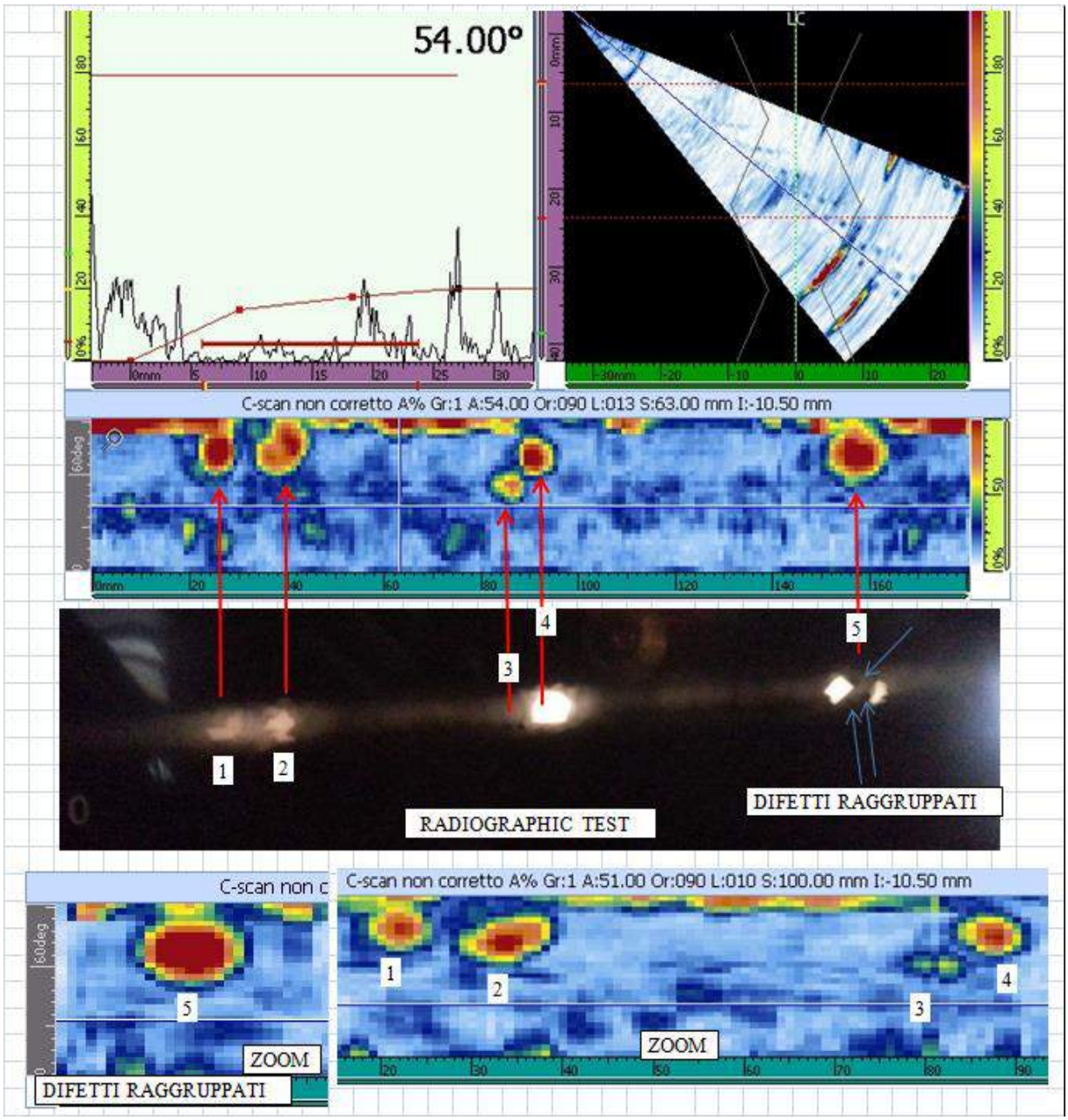


Figura 3. Confronto delle due tecniche su blocco n.1

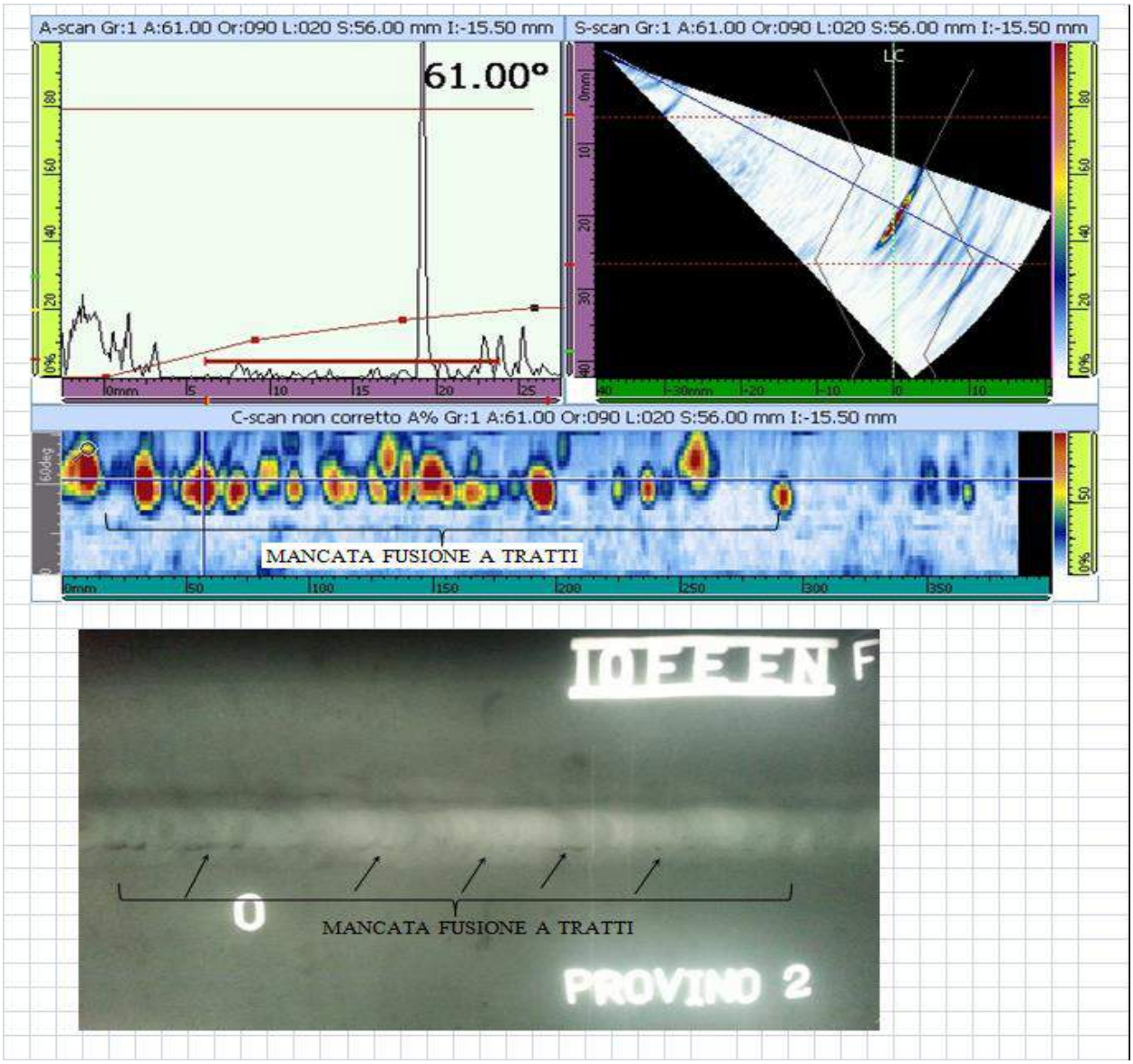


Figura 4. Confronto delle due tecniche su blocco n. 2

4. Conclusioni

I risultati delle indicazioni ottenute, hanno evidenziato che la difettologia rilevata, preliminarmente con la tecnica radiografica sono state individuate anche con il metodo ad ultrasuoni Phased Array.
Il lavoro dimostra l'affidabilità diagnostica della tecnica Phased Array, in alternativa al controllo radiografico, con la puntuale rilevazione di difetti di diversa natura tipicamente generati nel processo di saldatura, la cui individuazione risulterebbe altrimenti estremamente difficile.

5. Bibliografia

[1] ASME CASE 2235-13: 2014 Use of Ultrasonic Examination in Lieu of Radiography Section I; Section XII

[2] ISO 13588: 2012 Non-destructive testing of welds — Ultrasonic testing — Use of automated phased array technology

Dispositivi ausiliari: incidenza negli impianti a rischio di incidenti rilevanti

N. Altamura*, M. G. de Santis**, M. Perrone***

*Inail - UOT di Bari
**ARPA Puglia
***Regione Puglia - assessorato all'ambiente

Introduzione

L'esame dei Rapporti di Sicurezza relativi all'applicazione del D.Lgs. 105/15, che ha sostituito il D.lgs. 334/99, comporta lo studio di molti aspetti legati alla sicurezza degli impianti inseriti in aziende a rischio di incidente rilevante.
La determinazione dei Top Events è strettamente legata alla relativa probabilità di accadimento che a sua volta può essere determinata o con i classici metodi di calcolo probabilistici o statisticamente individuata con serie storiche di incidenti afferenti impianti industriali omogenei o inseribili all'interno di classi di identificazione.
Stabiliti i Top Events, si esprimono gli scenari incidentali che comportano alla determinazione delle cosiddette aree di danno, a loro volta fondamentali per organizzare i piani di emergenza.
Ad ogni modo, le diverse metodologie utilizzate per la determinazione dei "Top Events" riportano un albero dei guasti che inevitabilmente coinvolge tutti quei dispositivi ausiliari che notoriamente possono essere rappresentati sinteticamente dagli accessori in pressione e accessori di sicurezza, così come definiti nella Direttiva 97/23/CE, sostituita dalla Direttiva 2014/68/UE.
Spesso, il malfunzionamento di tali dispositivi (degrado dei meccanismi interni ad una valvola di intercettazione, ostruzione dei sistemi di attuazione, incollaggi degli otturatori delle valvole di sicurezza, insufficienze delle portate dei fluidi di comando o cambio di stato degli stessi, cedimenti improvvisi dei sistemi rapidi di attacco manichette, starature di valvole di sicurezza, ecc.) sono i reali eventi iniziatori che possono portare anche a "Top Events catastrofici".
Il presente studio vuole porre l'attenzione sui ratei di guasto di tali dispositivi indicati dal fabbricante e sulle condizioni intrinseche e di esercizio che possono originare una variazione degli stessi. Se le condizioni intrinseche sono inesorabilmente legate alla progettazione ed alla costruzione dei dispositivi ausiliari, le condizioni al contorno in fase di esercizio sono molteplici e possono variare dal corretto/scorretto utilizzo fino a coinvolgere la manutenzione ordinaria, passando dai controlli imposti dall'art.71del D.Lgs. 81/08, alle verifiche obbligatorie prescritte dal DM 329/04.

1. Top event

L'analisi di rischio consiste nel considerare le varie fasi di un processo per l'identificazione di tutti i possibili guasti elementari (con relative frequenze) che possono portare ad un evento incidentale (Top event).
Nell'analisi di rischio si possono individuare tre fasi fondamentali:

1. identificazione degli eventi indesiderati o avversi, ipotizzabili in un dato contesto / processo / sistema, che conducono ad un incidente o Top Event;
2. l'analisi dei meccanismi attraverso cui gli eventi non desiderati possono avere luogo, ovvero stima della probabilità di accadimento di un incidente e stima delle conseguenze associate all'ipotesi di incidente;

3. valutazione e controllo del rischio stabilire l'accettabilità e le azioni che possono essere intraprese per intervenire sui fattori che determinano l'evento indesiderato e cioè per diminuire le frequenze di accadimento dell'incidente e/o le conseguenze ad esso associate.

L'identificazione di un rischio comporta essenzialmente l'accumulo di conoscenze, basate su studi mirati o esperienze storiche, che possono fornire informazioni su un dato pericolo. L'acquisizione di queste conoscenze, nel caso in cui si voglia effettuare, ad esempio, un'analisi di incidentalità in ambito industriale, avviene sulla base delle informazioni raccolte sugli incidenti già avvenuti. Mediante opportune elaborazioni dei dati di archivio è infatti possibile individuare i tratti ed i punti ad elevata incidentalità e, quindi, collegare il sinistro alla sua causa.
Nei paragrafi seguenti, si focalizzerà l'attenzione sull'identificazione degli eventi indesiderati o avversi che, verificandosi insieme o in successione, producono l'accadimento imprevisto, il così detto Top Event.

1.1 Identificazione dei Top Event

Il primo passo nella valutazione del rischio residuo connesso ad una installazione esistente o pianificata, consiste nel chiedersi: quali eventi incidentali possono capitare e viene convenzionalmente chiamato "*Identificazione dei top-event*".
Per **TOP-EVENT** si intende il rilascio di materia e/o energia a causa del manifestarsi di una perdita/rottura/cedimento di un apparecchiatura costituente un impianto (quali ad esempio pompe, compressori, serbatoi, recipienti a pressione, scambiatori, reattori, linee di processo, filtri, tramogge, autoclavi, etc.).
Il Top Event è normalmente un guasto, così come pure gli eventi intermedi e di base. I guasti possono essere così classificati:

- **guasti primari**, che sono i guasti che si verificano in un contesto operativo normale e non possono essere quindi imputati a cause esterne, come ad esempio la rottura di un serbatoio operante nei limiti di pressione di progetto;
- **guasti secondari**, che si verificano in un contesto operativo anomalo ed imputabili a particolari condizioni esterne come ad esempio la rottura di un serbatoio per sovrapressione causata da un guasto esterno;
- **guasti di comando**, che sono malfunzionamenti per i quali il componente opera propriamente ma in un tempo ed in uno spazio errati.

Generalmente, gli eventi base sono guasti primari, i guasti secondari e di comando sono eventi intermedi che richiedono cioè un supplemento di indagine.
L'identificazione dei top-event potenzialmente presenti è condotta mediante l'utilizzo di varie tecniche di analisi tra loro complementari:

- **Analisi storica:** consiste nel valutare se possono ripetersi eventi incidentali già accaduti in impianti similari. Per svolgere tale analisi è quindi necessario da una parte consultare banche dati incidentali internazionali e dall'altra svolgere una analisi degli incidenti e dei quasi incidenti avvenuti in passato presso l'attività oggetto di studio. Per le aziende soggette all'obbligo di un Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS), l'analisi degli incidenti e quasi incidenti è obbligatoria e pertanto questa attività è richiesta anche per ottemperare all'obbligo di mantenimento del SGS.
  L'analisi storica è importante in quanto se le informazioni di cui si dispone sono omogenee, affidabili e non generiche, è possibile individuare le componenti tecniche critiche, ovvero, quelle componenti che hanno un ruolo fondamentale nel verificarsi degli eventi incidentali.
- **Analisi HazOp:** si identificano i top-event dovuti ad anomalie operative che comportano il superamento delle condizioni di progetto.

- **Analisi FMEA/FMECA:** si identificano i top-event conseguenti alle diverse modalità di guasto delle apparecchiature/macchinari.
- **Analisi delle rotture random:** si identificano i top-event afferenti l'impianto dovuti a fenomeni diversi (quali, ad esempio, corrosione, stress meccanico, difetti di produzione o di manutenzione, impatto con mezzi di sollevamento) che si manifestano durante la normale conduzione senza superamento delle condizioni progettuali.
- **Analisi eHazOp (SAFOP):** tale analisi, di recente introduzione, permette l'identificazione di eventi incidentali sulle parti "elettriche" degli impianti che possono condurre ad un top-event.

In generale, la definizione degli scenari incidentali richiede la conoscenza ed il calcolo di un insieme di dati, quali ad esempio:

- le caratteristiche chimico – fisiche delle sostanze / prodotti coinvolti e le relative condizioni di stoccaggio;
- la portata, la durata del rilascio e condizioni della sostanza dopo il rilascio (la così detta sorgente);
- la diffusione della sostanza nello spazio circostante;
- l'analisi e la valutazione degli effetti fisici possibili a seguito del rilascio;
- la stima dell'impatto sull'uomo, sull'ambiente e sulle strutture.

Oltre all'analisi storica, altro elemento essenziale è il termine sorgente, ovvero, quell'insieme di parametri tecnici che determinano la dinamica dell'incidente e di conseguenza l'entità del danno. I principali parametri che individuano il temine sorgente sono:

- **l'area di rottura o diametro di efflusso;**
- **il tempo di rilascio;**
- **la pressione e temperatura di rilascio;**
- **la portata di efflusso;**
- **la sostanza / miscela coinvolta.**

Per area di rottura o diametro di efflusso si intende la rottura di un recipiente, o di una tubazione o accoppiamento flangiato, o di una pompa, o di un braccio di carico o della manichetta di una pensilina. Nel caso di una tubazione, ad esempio, la rottura può essere di tipo catastrofica se riguarda la tranciatura completa del tubo, semplice (fessurazione) in caso di corrosione, erosione, difetto meccanico, sforzo, ecc.

Per la determinazione dell'area di rottura (diametro di rottura), vengono generalmente fatte le seguenti ipotesi1:

- nel caso di rottura catastrofica la portata di rilascio è calcolata considerando la sezione del tubo come intera superficie della rottura;
- nel caso di rottura semplice le portate di rilascio possono essere relazionate al diametro della tubazione. In taluni casi, ad esempio per piccoli diametri, il diametro della tubazione uguaglia quello di riottura. All'aumentare del diametro della tubazione, il rapporto tra il diametro di rottura ipotizzato e quello della tubazione diminuisce sino a valori che possono arrivare anche al 40%;
- nel caso degli accoppiamenti flangiati viene di solito assunto un diametro di efflusso pari al 20% del diametro della tubazione

Per una corretta stima delle conseguenze degli eventi incidentali, risulta determinante la valutazione del **tempo di rilascio**, da cui dipende la quantità di sostanza che viene rilasciata nell'ambiente circostante. La durata del rilascio può definirsi come la somma del

1 "The Cremer and Warner Report", Appendice IX, e Risk Analysis of six potentially objects in the Rijnmond area, a pilot study", Rijnmond Public Authority (1982).

tempo necessario per individuare l'evento e del tempo impiegato per far cessare completamente il rilascio. Vi sono tempi standard presi a riferimento nella normativa DM 15.05.1996 e DM 20.10.1998.
La **pressione e temperatura di rilascio** sono parametri che influiscono sulla portata di efflusso.
La **portata di efflusso** dipende dal diametro di efflusso (superficie di rottura), dal tempo di rilevazione ed intercettazione della perdita e dalla differenza delle condizioni fisiche del fluido tra interno della tubazione / recipiente e l'esterno. Attraverso la portata di efflusso, unitamente al tempo di rilascio, si determina la quantità di sostanza che si disperde durante un top event. Tale parametro si calcola tramite l'equazione di Bernoulli, con eventuali modifiche che tengono conto delle caratteristiche dell'impianto (accoppiamenti, gomiti, pompe, ecc.).
Infine, le caratteristiche chimico – fisiche della **sostanza/miscela coinvolta** sono importanti, in quanto anche da esse dipendono le dinamiche di evoluzione dell'evento incidentale.

2. Frequenza attesa dei top events

Tale fase risulta necessaria per valutare la probabilità che l'evento oggetto di analisi si manifesti durante la vita utile dell'impianto. Ciò viene definita "*frequenza attesa*" di accadimento poiché ha le dimensioni tipiche di una frequenza (occasioni/anno).
Per individuare la frequenza attesa di un top-event sono necessarie due analisi distinte:

- L'analisi con gli alberi di guasto (FTA – Fault Trees Analysis): ha lo scopo di valutare la frequenza attesa del top-event, ad esempio "perdita di solvente da una linea", partendo dalle cause e dagli interventi di prevenzione in essere.
- L'analisi con gli alberi degli eventi (ETA – Event Trees Analysis): ha lo scopo di valutare e assegnare una frequenza attesa a tutte le possibili evoluzione dell'evento tenendo conto anche degli interventi di protezione in essere.

Le due analisi sono da svolgersi in sequenza, infatti la FTA definisce la frequenza attesa del top event principale (ad esempio perdita per corrosione, perdita per sovrappressione, collasso termico di un serbatoio, etc.), mentre la ETA assegnerà la frequenza attesa dello specifico evento incidentale (ad esempio incendio in fase gas, incendio in fase liquida, esplosione, nube infiammabile, nube tossica, bleve, fireball, etc.).
Per fare un esempio: ipotizziamo che sia stato identificato come top-event la "perdita di solvente da una linea di reparto": la FTA fornirà la frequenza di accadimento di detto top-event (in altre parole della perdita) mentre la ETA fornirà la frequenza dei vari eventi: "incendio per perdita di solvente da una linea", "esplosione per perdita di solvente da una linea", "formazione di nube infiammabile per perdita di solvente da una linea", etc.

2.1 Albero di guasti

Nell'ambito dell'analisi logica del comportamento di un impianto, diverse sono le tecniche di individuazione e di valutazione dei rischi; alcune di esse si basano sul metodo di tipo "***induttivo"*** o "***Forward"*** (es. la tecnica FMEA *Failure Mode and Effects Analysis* e la FMECA *Failure Modes Effects and Criticality Analysis*), mentre la tecnica più utilizzata tra i metodi di analisi di tipo "***deduttivo"*** o "***Backward"*** è la FTA (*Fault Tree Analysis*) o Albero di Guasti.
Tutti i metodi sul controllo dei processi come l'FTA nascono intorno agli anni '60 presso i laboratori Bell Telephone sostenuto dalla teoria dell'affidabilità ed, in particolare, dall'algebra booleana. Dagli anni '60 in poi l'FTA ha trovato sempre più occasioni di applicazione nel mondo manifatturiero come anche più di recente in quello dei servizi,

risultando oggi uno dei metodi più semplici ed efficaci nell'analisi dell'affidabilità e sicurezza dei sistemi.
Diversamente dall'FMEA che partendo dal "particolare" ovvero dai guasti sui singoli componenti, giunge all'individuazione del guasto sul sistema (al top event), l'FTA è una rappresentazione grafica delle connessioni logiche fra un singolo evento indesiderato (Top Event) e gli eventi primari ed esterni che lo possono generare, considerando anche il contributo al rischio derivante da errori umani (di cui si conosce la probabilità di accadimento, eventualmente facendo ricorso a banche dati).
La combinazione di questi dati attraverso le operazioni logiche *and/or*, permette di determinare la probabilità (P) dell'Evento Indesiderato e, quindi, conoscendo la Severità (X) connessa a tale evento, è possibile calcolarne il relativo rischio

$$R = P * X$$

Inoltre, dall'identificazione degli elementi caratteristici di un incidente e quindi della sequenza di eventi che lo hanno provocato è possibile risalire alle variabili sulle quali agire per ridurne la probabilità di accadimento. Tali variabili possono essere rappresentate dai materiali impiegati nei processi, le apparecchiature, il layout, ecc. A ciò si deve aggiungere la formazione del personale, l'effettuazione di studi di fattibilità tecnico – economica e di analisi affidabilistiche quantitative e qualitative.

2.1.1 Scopo e Definizioni
La Fault Tree Analysis (FTA), nota generalmente come l'Albero dei Guasti, è una tecnica di affidabilità, in grado di definire la probabilità di guasto totale di un sistema anche complesso, valutando quella delle sue singole componenti. È pertanto, una metodologia di analisi del rischio che, in modo grafico e logico, consente di collegare fra loro i guasti dei componenti di un sistema, nonché di individuare le cause iniziatrici di incidenti che sono il frutto di una complessa combinazione di eventi.
Lo scopo principale non è quello di individuare le cause dei guasti bensì, partendo da un guasto sul sistema (Evento Top o indesiderato), quello di identificare le varie combinazioni di guasto di componenti ed errori umani che sono all'origine di quell'evento, secondo un approccio detto anche top-down, fino ad arrivare agli eventi di base. Tutto ciò con la finalità di focalizzare l'attenzione sulle misure preventive per ridurne la probabilità di accadimento dell'evento indesiderato.

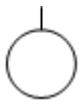
2.1.2 Campo di applicazione dell'FTA (Fault Tree Analysis)
Uno degli obiettivi della Risk Analysis è, dunque, quello di identificare le relazioni causali fra le variabili hardware, umane e ambientali che generano un determinato malfunzionamento del sistema (il Top Event) e valutarne la probabilità associata.
Pertanto, tale tecnica parte dagli eventi finali, ovvero dal Top Event o Evento Indesiderato, (scoppio, incendio, rilascio di materiale tossico, contaminazione oltre i limiti consentiti, ecc.) e risale ai guasti o errori iniziali (elenco degli eventi elementari concomitanti che possono provocare il danno.
Per raggiungere questo obiettivo, la FTA, usando porte logiche di tipo booleano *and / or*, correla gli eventi (cause iniziatrici) che provocano un determinato malfunzionamento (l'evento finale), mostrando al contempo il contributo di ogni fattore.
I simboli base della metodologia FTA sono i seguenti:



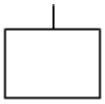
Porta AND: l'evento in uscita (il trattino in alto indica l'output) accade solo se gli eventi in ingresso (il trattino in basso indica l'input) accadono contemporaneamente



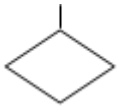
Porta OR: l'evento in uscita (il trattino in alto indica l'output) accade se accade almeno uno degli eventi in ingresso (il trattino in basso indica l'input)



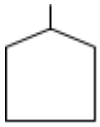
Cedimento base: cedimento o evento base, causato da un componente o da un sottosistema, per il quale può essere stabilita una probabilità (da dati empirici noti)



Evento intermedio: cedimento o evento causato da una combinazione, tramite porte logiche, di altri eventi



Evento non sviluppato: evento non sviluppato in eventi base, per mancanza di informazioni o perché poco importante. L'evento deve essere sviluppato in seguito



Evento base: frequente durante il funzionamento di un sistema

Tale metodo può essere usato sia preventivamente, in fase di progetto (approccio consigliato) per identificare modi di guasto non usuali, con riduzione del rischio, oltre che in fase operativa, per identificare le cause di non conformità già rilevate e valutare la probabilità di modi di guasto di tipo comune, inclusi gli interventi dell'operatore (sia autonomi che per l'inosservanza di procedure).
Le relazioni che in questo modo si vengono a creare permettono di costruire un modello del sistema che viene rappresentato con una struttura ad albero. Ogni albero deve essere predisposto da operatori con esperienza nel funzionamento dei componenti e dei sistemi inclusi nell'analisi, in modo da avere le informazioni sui guasti che contribuiscono all'incidente.

2.1.3 Costruzione dell'albero dei guasti

La costruzione di un Fault Tree avviene partendo dal top event ed individuando i possibili guasti che possono condurre ad esso, fino agli eventi elementari, assunti generalmente indipendenti fra loro. I rami principali del Fault Tree rappresentano le connessioni logiche che partono dal top event e che arrivano a gate logici, oppure direttamente agli eventi elementari del sistema.
Per costruire il *fault tree* occorre seguire una serie di passaggi sequenziali, essenzialmente 4 step:
Passo 1: La preparazione di un albero dei guasti presuppone l'esatta conoscenza dei processi funzionali in situazione di normale attività del sistema. L'analisi del sistema ha la finalità di definire / selezionare il malfunzionamento dello stesso (*Top event*).
Nella determinazione del top event due sono i possibili approcci:

- *approccio preventivo*: le definizioni del top event scaturiscono da non conformità di funzioni o dalla necessità di soddisfare specifici requisiti.
- *approccio correttivo*: il top event viene definito sulla base di un problema insorto o di un guasto al sistema già verificatosi.

Passo 2: Identificare gli eventi che contribuiscono direttamente al malfunzionamento del sistema.
Passo 3: Correlare gli eventi trovati con il malfunzionamento mediante porte logiche (operatori booleani) *and/or*.

Passo 4: Per ogni evento trovato al passo 3, che non si ritiene dettagliato in modo sufficiente, occorre individuare le cause che lo scatenano e correlarle con l'evento mediante porte logiche. Tale operazione va ripetuta fino al livello di dettaglio voluto.
Quando si sviluppa l'analisi FTA, gli insuccessi del componente (inputs) sono classificati i tre categorie:
Guasto primario: l'insuccesso primario è dovuto alla costruzione o alle caratteristiche dei materiali del componente stesso.
Guasto secondario: l'insuccesso secondario è causato da influenze esterne inaccettabili, come per esempio condizioni ambientali, condizioni di applicazione o l'influenza di altre componenti del sistema.
Guasto di comando: è causato da errori di natura umana(operativi) o per uso scorretto.
L'FTA considerail verificarsi di eventi positivi come di quelli negativi.
I segmenti dell'albero che conducono ad un evento negativo (guasto) definiscono tutti i fattori che potrebbero causare l'evento stesso. In tal caso vengono utilizzati maggiormente i gate OR rispetto agli AND.
I segmenti di albero che conducono invece ad un evento positivo definiscono tutti i fattori che devono verificarsi affinché l'impianto funzioni correttamente. In quest'ultimo caso l'albero utilizza generalmente più i gate di tipo AND rispetto ai gate OR.

Esempio n.1: Immaginiamo di avere una tubazione su cui sono montate due valvole fisicamente in serie V1 e V2, che rappresentano le componenti base di un sistema. Quest'ultime verranno considerate logicamente in serie se il top event in questione è il "fluido non passa"; saranno invece considerate componenti in parallelo se il top event in questione è il "fluido passa". L'analisi funzionale del sistema conduce, pertanto, alla stesura di due diversi Fault Tree in relazione ai due tipi di Top-Event (*Rif*. Fig. 1). Nel primo caso si ha un legame logico di tipo OR (*Rif*. Fig. 1a), nel secondo caso di tipo AND (*Rif*. Fig. 1b).

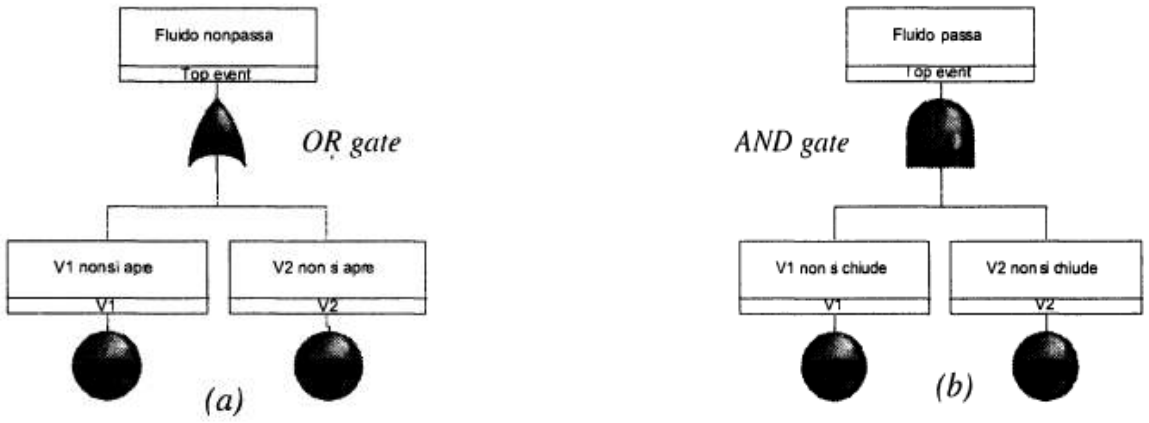


Figura 1. Esempio di Fault Tree o Albero dei Guasti

Esempio n.2: Supponiamo di applicare tale metodologia su di un circuito elettrico costituito da due lampade collegate in parallelo (L_1 ed L_2), un interruttore (I) ed un generatore di corrente (G), supponendo che l'evento di guasto sia la mancanza di luce. Affinché si verifichi tale circostanza, le due lampade non devono funzionare, o perché sono entrambe guaste o perché si verificano altri eventi, quali il guasto dell'interruttore od il guasto del generatore. Pertanto, l'albero di guasto rappresentativo di tale circuito e degli eventi appena descritti è presentato nella Figura 2.

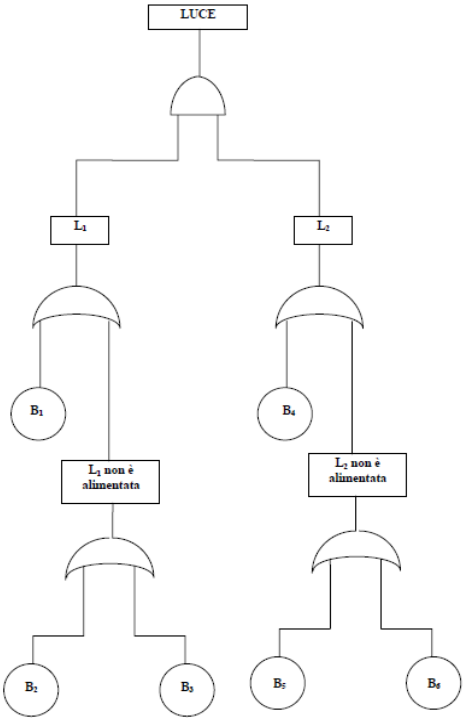


Figura 2. Esempio di Fault Tree o Albero dei Guasti

L'equazione generale rappresentativa del FTA di Figura 2, in cui TE è il top event ed I_1 ed I_2 sono gli eventi intermedi corrispondenti alle situazioni per cui le lampade L_1 ed L_2 non funzionano, è la seguente:

$$TE = I_1 * I_2 = [B_1 + (B_2 + B_3)] * [B_4 + (B_5 + B_6)]$$

Poiché $B_2 = B_5$ e $B_3 = B_6$, si ha:

$$TE = I_1 * I_2 = [B_1 + (B_2 + B_3)] * [B_4 + (B_2 + B_3)]$$

e quindi, in base alle proprietà della logica di Boole:

$$TE = B_1 * B_4 + B_1 * (B_2 + B_3) + B_4 * (B_2 + B_3) + (B_2 + B_3) * (B_2 + B_3)$$

$$TE = B_2 + B_3 + (B_1 + B_4)*(B_2 + B_3) + B_1 * B_4$$

e, infine:

$$TE = B_1 * B_4 + (B_2 + B_3)$$

dalla quale è possibile ricavare l'albero dei guasti di Figura 3.

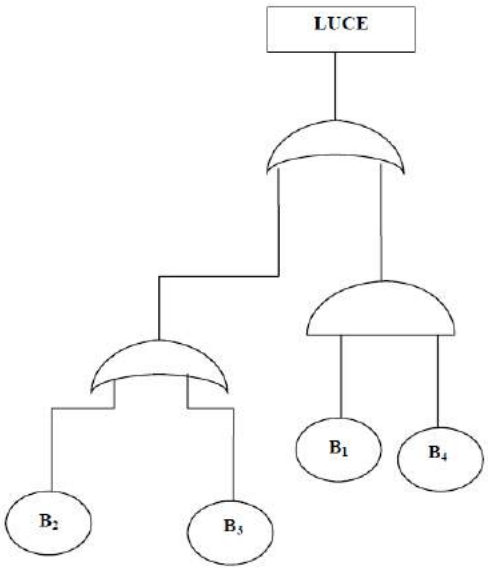


Figura 3. Esempio di Fault Tree o Albero dei Guasti

L'equazione finale rappresenta il numero minimo di cammini necessari e sufficienti a determinare il verificarsi del top event TE. In particolare, la relazione ci dice che il TE si verifica quando entrambi le lampade L_1 ed L_2 sono guaste, oppure quando l'interruttore o il generatore sono guasti.
Costruito l'albero dei guasti, è possibile valutare con semplici calcoli, i dati statistici riguardanti il top event.
La procedura per analizzare un sistema, in definitiva, si esplica in una serie di passaggi:

- definizione del sistema e dei suoi componenti;
- raccolta dei dati relativi agli eventi base (tempo di missione del componente, tasso di guasto e tempo medio di riparazione, relativo al tempo necessario a scoprire il guasto, a reperire un operatore ed a riparare il componente);
- selezione degli appropriati parametri affidabilistici (inaffidabilità F(t), indisponibilità Q(t) e PFOD, cioè la Probability of Failure on Demand1);
- individuazione della frequenza di guasto degli eventi base;
- calcolo dei parametri affidabilistici per tutti gli eventi base;
- calcolo dei parametri affidabilistici per il top event.

2.1.4 Caso Pratico

Supponiamo di analizzare lo scatto di una valvola di sicurezza sulla fase liquida di un accumulatore di liquido. In particolare, il serbatoio è dotato di due livellostati indipendenti, di cui uno ha azione di allarme mentre il secondo attiva l'azione di blocco.
Affinché si verifichi lo scatto della valvola di sicurezza PSV per sovra riempimento del serbatoio D1, deve verificarsi sia l'errata regolazione del livello del serbatoio, sia la mancata segnalazione o azione di blocco.
A sua volta, l'errata regolazione del livello del serbatoio può manifestarsi se si verifica anche solo uno dei tre guasti rappresentati in Fig. 4, da cui i tre eventi E1, E2 ed E3; mentre, la mancata segnalazione o azione di blocco si verifica con il mancato intervento di entrambi i due dispositivi LAH2 ed LSHH2. Inoltre, la mancata azione da parte del dispositivo LAH2 si manifesta se si verificano uno dei tre guasti rappresentati, così da determinare i tre eventi E2, E4 ed E5; mentre, la mancata azione da parte del dispositivo LSHH2 è causata sia dalla mancata segnalazione di allarme, sia dalla mancata azione di

blocco, eventi, questi ultimi due causati, ciascuno, anche solo da uno degli eventi base individuati.
L'albero di guasto rappresentativo di tale top event e degli eventi sopra descritti è rappresentato in Figura 4.

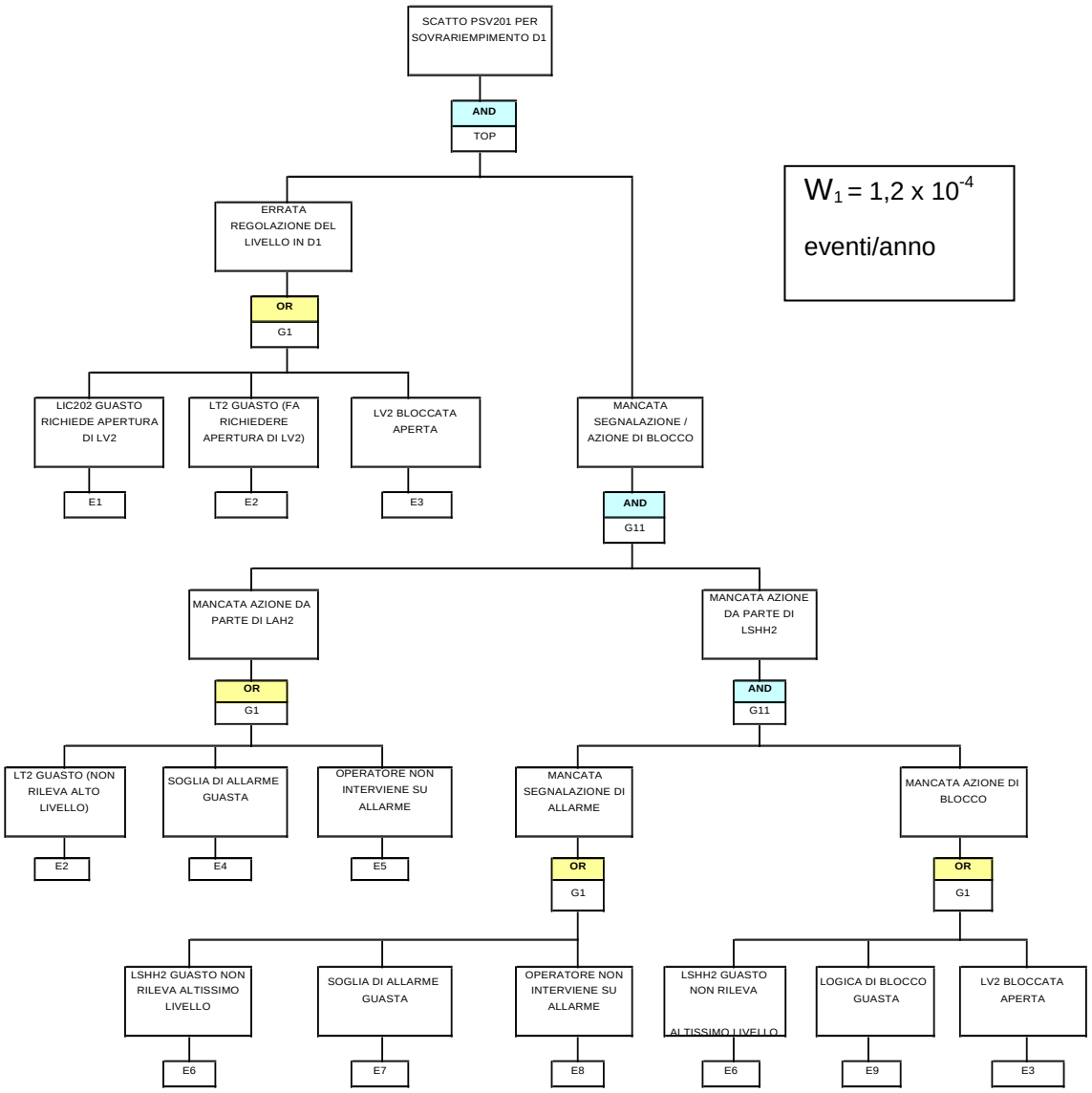


Figura 4. Esempio di Fault Tree o Albero dei Guasti nella configurazione normale di esercizio

3. Banche dati internazionali a confronto e modelli di ratei di guasto

I criteri per la determinazione delle frequenze di accadimento (ratei di guasto) di eventi incidentali derivanti da rotture generiche e casuali, o "random", di dispositivi quali flange, valvole, spurghi ecc., si basano su un esame dei dati e delle statistiche presenti nelle banche di dati storici referenziate e nelle fonti bibliografiche.
Allo stato attuale le fonti più recenti e principalmente riconosciute sono le seguenti:

a) **FRED HSE** britannico - L'autorità compente britannica, HSE gestisce una banca dati con i ratei di guasto per un buon numero di attrezzature diverse. La varietà ed il dettaglio è simile a quello del Purple Book, il vero punto di forza è il continuo aggiornamento. Il metodo è simile a quello del purple book, cioè elaborazione di dati

consolidati e giudizio degli esperti. Nel complesso l'approccio è nettamente più conservativo, tanto che le frequenze di guasto risultano sistematicamente più alte rispetto a quelle olandesi. Un ulteriore punto di forza di FRED è che la prima edizione del 2006 ha subito nel 2012 una revisione particolarmente attenta all'esperienza operativa recente.

b) **AMINAL** fiammingo - Il studio AMINAL dal governo regionale delle Fiandre (Belgio) è più recente, essendo stato rilasciato nel 2009. Si basa principalmente sui dati di frequenza di guasto del Purple Book olandese, seppure presentati in formato diverso.

c) **American Petroleum Institute (API)** - Pur trattandosi di un soggetto privato, l'API ha una forte influenza su tutto il settore “Oil & Gas”. Nel documento RP 581 vengono fornite i ratei di guasto di riferimento per molte attrezzature, nella ambito delle risorse cui attingere per sviluppare un programma Risk Based Inspection (RBI).

A titolo esemplificativo si riportano di seguito i ratei di guasto o relativi range di apparecchiature/dispositivi ausiliari maggiormente diffusi, estratti dalle 3 fonti internazionali sopra citate.

VALVOLE

TIPO DI VALVOLA	EVENTO	RATEO DI GUASTO (EVENTI/ANNO)
Manuale	MANCATA CHIUSURA non da errore umano	1×10^{-3}- 1×10^{-4}
Valvola di intercettazione comandato a distanza	MANCATA CHIUSURA incluso errore umano	12×10^{-2} 3×10^{-2}
Valvola automatica di intercettazione	MANCATA CHIUSURA	1×10^{-2}
Valvole di eccesso di flusso		1.3×10^{-2}

POMPE

TIPO DI POMPA	EVENTO	RATEO DI GUASTO (EVENTI/ANNO)
POMPA A DOPPIA TENUTA	Guasto catastrofico del corpo pompa con un tasso di rilascio equivalente ad una perdita totale dalle tubazioni	3×10^{-5}

TUBI E RACCORDI

TIPO DI TUBAZIONI E RACCORDI	EVENTO	RATEO DI GUASTO (EVENTI ANNO)
Sistema di prevenzione pull away come cunei, le attività di ispezione e di pressione / prove di tenuta per evitare perdite del sistema di trasferimento e scoppia, ma non hanno alcuna attenuazione pullaway.	MANCATA GHIGLIOTTINA	40×10^{-6}
	FORO DA 15mm	1×10^{-6}
	FORO DA 5mm	13×10^{-6}
Due sistemi di prevenzione pullaway (uno dei quali dovrebbe essere cunei), così come i test di controllo e di pressione / perdite per evitare perdite del sistema	MANCATA GHIGLIOTTINA	4×10^{-6}
	FORO DA 15mm	0.4×10^{-6}
	FORO DA 5mm	6×10^{-6}

di trasferimento e raffiche, ma non attenuazione pullaway efficace		
Due sistemi di prevenzione pullaway, e anche i test di controllo e di pressione / perdite di un efficace sistema di mitigazione pullaway e per evitare perdite del sistema di trasferimento e scoppio	MANCATA GHIGLIOTTINA	$0.2x10^{-6}$
	FORO DA 15mm	$0.4x10^{-6}$
	FORO DA 5mm	$6x10^{-6}$

FLANGE E GUARNIZIONI

DESCRIZIONE	EVENTO	RATEO DI GUASTO (EVENTI ANNO)
La dimensione del foro è calcolata come la distanza tra due bulloni e lo spessore della guarnizione	MANCANZA DI UNA GUARNIZIONE	$5x10^{-6}$
La dimensione del foro è calcolata come spessore della guarnizione moltiplicato per la circonferenza del tubo	MANCANZA DI GUARNIZIONE A SPIRALE	$1x10^{-7}$

Il rateo di guasto è sempre calcolabile mediante un rapporto fra il numero di guasti per unità di tempo e il numero degli apparecchi osservati sempre nella stessa unità di tempo.

$$\lambda = \frac{numero\ di\ guasti\ per\ unità\ di\ tempo\ (ore)}{numero\ di\ apparecchi\ testati\ nell'unità di\ tempo\ (ore)}$$

Se come riferimento si prende il tempo di funzionamento, la relazione si riduce semplicemente al rapporto fra il numero di guasti ed il tempo di funzionamento.

$$\lambda = \frac{numero\ di\ guasti}{tempo\ di\ funzionamento}$$

Inoltre le due relazioni sono entrambe valide sia per gli apparecchi riparabili che per quelli non riparabili e producono il famoso diagramma “a vasca da bagno”.

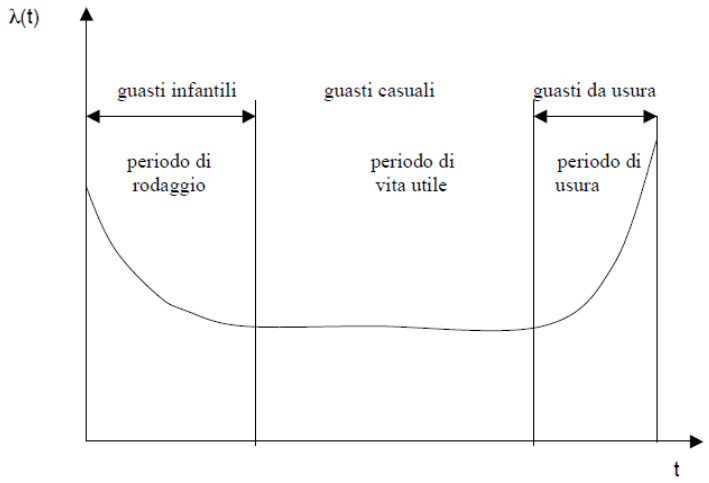


Figura 5. Diagramma del rateo di guasto per sistemi complessi o di apparecchio generico

È evidente che dare un valore costante al rateo di guasto per il singolo apparecchio o per un sistema complesso è un'approssimazione che a volte può portare a risultati lontani dalla realtà. Pertanto risulta fondamentale individuare la "Vita Utile" dell'apparecchiatura, periodo quest'ultimo in cui l (rateo di guasto) diventa costante ed i guasti sono genericamente "casuali".
In effetti non tutti i diagrammi sono "a vasca da bagno", ma a seconda del sistema complesso, dell'apparecchio o del componente esaminato, gli stessi producono una figura diversa, così come segue.

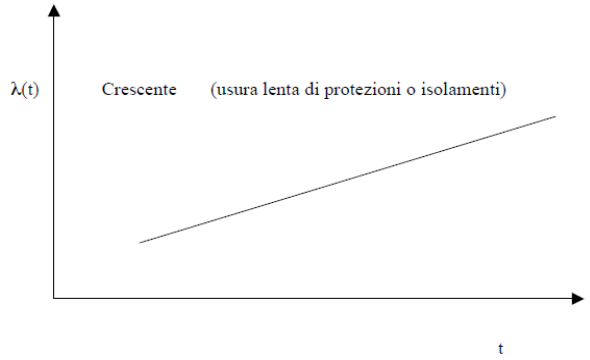


Figura 6. Diagramma del rateo di guasto per apparecchi o componenti sottoposti a usura ma composti da materiali duttili

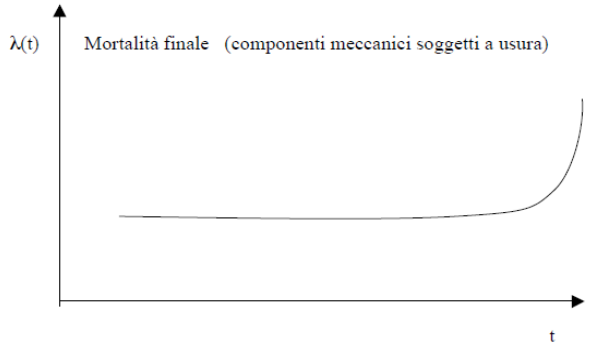


Figura 7. Diagramma del rateo di guasto per apparecchi con materiali poco duttili a comportamento fragile

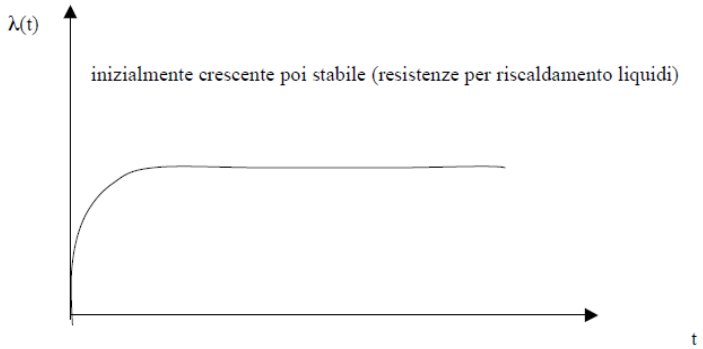


Figura 8. Diagramma del rateo di guasto per apparecchi auto assestanti con il funzionamento

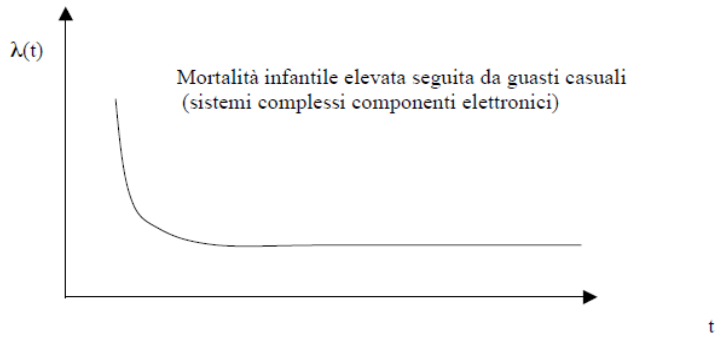


Figura 9. Diagramma del rateo di guasto per sistemi complessi del tipo auto assestanti con il funzionamento

Si deduce che attribuire con precisione nell'analisi dei Top Event i ratei di guasto degli apparecchi ausiliari che possono scatenare l'evento non può essere così immediato, ovvero semplicemente affidandoci alle banche dati internazionali, ma dovrà essere fatta un'assunzione numerica giustificata con uno studio accurato e soprattutto attendibile.
L'abbassamento del valore di l, come ci dicono tutte le norme tecniche afferenti (es.: UNI 10224, UNI 11063, UNI EN 13306, UNI 9910, UNI10147, UNI 10992, UNI 10749.1, UNI 10366, UNI 11617, ecc.) è affidato al mondo della manutenzione che inevitabilmente ci porta alla valutazione economica della stessa, ma soprattutto ci ricorda che la "funzione" del rateo di guasto è praticamente generata dall'utilizzatore dell'apparecchio o del sistema complesso. Infatti, come si evince da tutte le figure riportate in letteratura della manutenzione e della probabilità dei guasti, la vita utile è sempre caratterizzata dai cosiddetti "guasti casuali", ma a parte la comodità della terminologia, i guasti della vita utile non potranno essere così casuali o comunque legati al caso ma dovranno sempre trovare una spiegazione.
Sarà dunque consigliabile convergere non più verso una manutenzione programmata di tipo classico legata ai noti rapporti costi/benefici, ma verso la manutenzione figlia del rischio calcolato in funzione delle ispezioni, il cosiddetto RBI (Risk Based Ispection) in cui sarà importante capire più i tempi ed i metodi delle ispezioni rispetto a quelli delle manutenzioni.

Conclusioni

Rispetto a quanto previsto dalla previgente normativa, il subentrato D.Lgs. 105/2015 pone l'accento sui ratei di guasto ed in particolare sui valori degli stessi, enfatizzandone l'importanza.
Confrontando i ratei di guasto delle diverse banche dati internazionali, emergono range generici, poco confrontabili tra loro e caratterizzati da condizioni al contorno differenti. Pertanto si ritiene che tale approccio dovrà necessariamente cambiare a favore di una maggiore precisione nelle previsioni, frutto di una valutazione più circostanziata sull'attrezzatura presa in considerazione e meno condizionata dai dati internazionali o generici.
Spesso i valori delle banche dati internazionali sono elaborazioni di dati che sono stati raccolti, classificati ed elaborati con metodologie diverse, dando vita a utili fonti statistiche che sono sicuramente necessarie ma non sufficienti a dare attendibilità ad un'analisi dei rischi per un'azienda a rischio di incidente rilevante. In definitiva se il principio deve essere che "conoscendo il passato si potrà conoscere il futuro", lo studio statistico non potrà aiutarci in maniera assoluta ma potrà fornirci solo dei riferimenti utili ad un mero confronto.

Da ciò consegue che se gli apparecchi e i dispositivi che compongono un impianto appartenente ad uno stabilimento a rischio di incidente rilevante non possono studiarsi "solo" con un approccio statistico, l'unica alternativa è ammettere l'intervento dei cosiddetti guasti casuali della vita utile di un apparecchio, facendo riferimento alla materia ben più ampia delle "leggi del caos" o dei sistemi caotici. Infatti una delle scoperte più sorprendenti del secolo scorso è stata quella che i sistemi caotici non debbono essere necessariamente complessi, cioè anche sistemi meccanici, elettrici, chimici, molto semplici possono tranquillamente essere caotici, quando per sistema caotico si definisce quel sistema che nella sua natura dinamica è capace di amplificare le differenze a tal punto che identiche impostazioni di partenza di due apparecchi uguali possono produrre diverse traiettorie di vita di esercizio che possono distare fra loro anche di un ordine di grandezza in un tempo T di esercizio: se la differenza microscopica iniziale, impercettibile alle nostre facoltà ispettive, inizialmente è di "d" e dopo il tempo "T" diventa "10d", e dopo "2T" diventa "100d" e così via, quel tempo "T" è chiamato tempo caratteristico del sistema caotico.
Un po' come accade con il microscopio, un sistema caotico ingrandisce in maniera esponenziale le differenze iniziali che non possono essere percepite durante una visita o ispezione eseguita con i normali metodi a nostra disposizione. Pertanto anche i ratei di guasto non possono essere utilizzati allo stesso modo senza creare delle discriminazioni molto dettagliate sin dalla fase iniziale dell'analisi del rischio, perché a parità di apparecchi si possono eliminare le enormi differenze se sin dall'inizio delle analisi si effettuano delle contestualizzazioni dettagliate.
Infatti una prima classificazione potrebbe essere fatta separando gli impianti di futura o nuova costruzione con quelli che hanno già diversi anni di esercizio. Non è pensabile considerare gli stessi ratei di guasto per identici apparecchi ausiliari o principali inseriti in impianti di diverso utilizzo sia in senso temporale e sia nel senso delle prestazioni progettuali e di esercizio.
Nell'ambito poi di questa classificazione molta attenzione dovrà essere data a due fattori:

- Rateo di guasto fornito dal fabbricante dell'apparecchio secondo la norma EN 61508 in funzione di condizioni precise di esercizio;
- Funzione del rateo di guasto risultante dall'analisi secondo il metodo RBI (Risk Based Ispection)

L'approccio non sarà solo statistico e "statico", ma di tipo matematico e "dinamico". In pratica, partendo dal dato fornito dal fabbricante dell'apparecchio si potrà costruire una funzione del rateo di guasto fissando dei punti in dipendenza dei risultati delle ispezioni periodiche programmate in azienda, sia di tipo diretto che indiretto, cioè sia fermando l'impianto e "aprendo" l'apparecchio e sia studiando le sue prestazioni dopo uno stress test. Fissando poi un limite invalicabile del valore della funzione del rateo di guasto, l'apparecchio dovrà necessariamente essere sostituito.
Sarà compito del gestore dell'impianto fissare questi limiti. Un metodo per farlo è quello di studiare la concatenazione del rateo di guasto alle cosiddette aree di danno che conseguentemente si possono allargare o restringere al variare del valore sulla funzione del rateo di guasto costruita grazie alla RBI.
Nella modellazione della funzione un ruolo fondamentale gioca l'aspetto della manutenzione che non potrà essere programmata a prescindere dall'esercizio reale dell'impianto; infatti una manutenzione programmata solo dal punto di vista economico non tiene conto proprio di quelle micro differenze di cui sopra che, una volta amplificate non solo comportano una correzione delle tempistiche ma anche delle economie.
Infine l'altro aspetto influente sulla funzione del rateo di guasto è quello delle ispezioni. Quelle obbligatori legate all'articolo 71 del D.Lgs. 81/08 non possono essere sufficienti in quanto possono focalizzare troppo l'attenzione sull'apparecchio in pressione (serbatoi, tubazioni, insiemi PED) e poche energie sugli apparecchi ausiliari che si possono trovare

immediatamente a monte e a valle dell'apparecchio verificato. Spetta quindi al gestore "allargare" tali verifiche anche a quei dispositivi apparentemente innocui con funzioni di servizio e/o di protezione sia durante le verifiche obbligatorie (es.: ex DM 329/04) e sia durante quelle stabilite per il metodo RBI.
E' chiaro che uno studio del genere può impegnare delle risorse non indifferenti e quindi sembrare inopportuno ed antieconomico se comparato con quello statistico oggi utilizzato, ma a fronte di questo non dobbiamo dimenticare che tale interesse dovrà essere rivolto solo a quegli apparecchi che sono stati individuati dal gestore come possibili sedi di eventi iniziatori che portano poi all'accadimento dei top events sia con la logica del sistema OR e sia con la logica del sistema AND, ossia sia con la probabilità composta e sia con la probabilità totale.

Bibliografia

[1] The Cremer and Warner Report, Appendice IX e Risk Analysis of six potentially objects in the Rijnmond area, a pilot study, Rijnmond Public Authority (1982).

[2] Contini S, Poucet A. Advances on fault tree and event tree analysis. In: Colombo AG, Saiz de Bustamante A. System reliability assessment, Kluver Academic publishers, 1990.

[3] Poucet A. Fault tree and event tree analysis. In: Amendola A, Saiz de Bustamante A. Reliability engineering, Kluver Academic publishers, 1988.

[4] Manning N, Giovani M, Bucci F. Analisi di affidabilità dei sistemi di blocco volta alla mitigazione delle possibili emissioni dal circuito di torcia di una raffineria.

[5] Handbook Failure Frequencies for drawing up a safety report, LNE, Safety Reporting Division, 05/05/2009 - Flemish Government.

[6] API Recommended Practice 581 - Risk-Based Inspection Technology - second edition, September 2008.

[7] FRED - Failure Rate and Event Data for use within Risk- Assessments (28/06/2012).

[8] PURPLE BOOK - Guideline for quantitative risk assessment CPR 18E - Part one: Establishments.

Rischio ad incidente rilevante mediante un approccio sistemico: l'incidente di Bhopal

L. C. Santillo*, P. Addonizio**, M. Di Nardo*, M. Madonna**

*Università di Napoli - Dipartimento di Ingegneria Chimica, dei Materiali e della Produzione industriale
**Inail - UOT di Napoli

Sommario

Il presente lavoro ha come scopo quello di descrivere, in modo dettagliato, le cause che hanno provocato uno dei più gravi incidenti industriali della storia, ovvero l'incidente di Bhopal.
Dopo aver introdotto il concetto di "*safety culture*" si sono presentate le principali tecniche, che costituiscono un valido supporto per l'identificazione dei pericoli e la valutazione dei rischi nei processi industriali anche grazie allo studio di alcuni importanti incidenti industriali. Gli incidenti industriali studiati e la direttiva "Seveso II" hanno consentito di introdurre il caso studio di Bhopal.
Nel descrivere l'incidente indiano ci si è soffermati, principalmente, sugli aspetti relativi ai sistemi di sicurezza e di controllo dell'impianto, che per la negligenza del management, per l'inadeguata formazione del personale e per una cattiva manutenzione, si sono rivelati inappropriati e quindi non hanno potuto evitare questa immane tragedia.
L'utilizzo della System Dynamics, che permette di comprendere la struttura di sistemi complessi e di analizzare il loro andamento, in un determinato arco temporale, ha permesso d riprodurre grazie alla *Causal Loop Diagram* (CLD) le principali cause dell'incidente e le correlazioni tra le stesse.

1. Introduzione

Ai sensi della normativa vigente, per incidente rilevante si intende: "un evento quale una emissione, un incendio o una esplosione di grande entità dovuti a sviluppi incontrollati, che si verificano durante l'attività di uno stabilimento e che diano luogo ad un pericolo grave, immediato o differito, per la salute umana o per l'ambiente, all'interno o all'esterno dello stabilimento, e in cui intervengono una o più sostanze pericolose".
La Direttiva europea 1982/501/CE, cosiddetta "Seveso", nasce in seguito all'evento del 1976, presso l'omonima località, che sebbene non abbia causato direttamente dei decessi ha interessato una zona territoriale molto vasta ed un gran numero di intossicati [1].
Solo nel 1988 l'Italia ha recepito la Direttiva europea, che introduce per la prima volta in maniera decisa ed esplicita il concetto di prevenzione, con il Decreto del Presidente della Repubblica n. 175 del 17 maggio 1988 "Attuazione della Direttiva CEE n. 501 del 24 giugno 1982 relativa ai rischi di incidenti rilevanti, connessi con determinate attività industriali".
La continua evoluzione degli impianti industriali ed il costante impegno comunitario sul tema della sicurezza e della prevenzione hanno portato dopo ben quattordici anni alla naturale evoluzione della "Seveso", cioè all'emanazione della Direttiva 1996/82/CE (cosiddetta "Seveso II") recepita in Italia con il Decreto Legislativo n. 334 del 17 agosto 1999 "Attuazione della Direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose".
La normativa si applica a tutti gli stabilimenti in cui vi è la presenza di sostanze pericolose, reale o prevista, ovvero la possibilità che si generino sostanze pericolose in caso di

perdita di controllo del processo industriale, in quantità uguale o superiore a quelle indicate nell'allegato I (parte 1 e parte 2) del D.lgs. 334/99 e s.m.i.
Inoltre è stato importante aggiornare la direttiva con riferimento, non solo all'evoluzione della normativa europea in materia di partecipazione del pubblico e accesso alla giustizia, ma anche alle esperienze acquisite con la direttiva Seveso II.
Per tali motivi il Parlamento europeo ha approvato la direttiva cosiddetta "Seveso III" (Direttiva 2012/18/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 4 luglio 2012), che modifica la direttiva Seveso II, relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose, che è stata recepita in Italia dal Dlgs.105/2015.

1.1 L'impianto di Bhopal

L'incidente di Bhopal del 3 dicembre 1984 rappresenta ancora oggi il più grande disastro, di origine chimica, della storia ed è stato causato da errori, omissioni, decisioni irresponsabili o superficiali, dalla sottovalutazione dei pericoli e da una non corretta politica industriale da parte dei gestori dell'impianto oltre che dalle autorità indiane locali e nazionali.
Nell'incidente, verificatosi in un impianto di proprietà della Union Carbide Corporation (USA) e della Union Carbide India Ltd (India), in seguito al rilascio di circa 40 t di vapori di isocianato di metile (MIC), sono morte immediatamente oltre 3.000 persone e ne sono rimaste intossicate più o meno gravemente almeno altre 100.000 [2].
I residui chimici rimasti nel sito, dopo il disastro, hanno inquinato il suolo e le falde sotterranee, minando severamente la salute di un gran numero di persone che, tuttora, vivono nelle vicinanze della fabbrica abbandonata.
L'impianto di Bhopal era stato inaugurato nel 1979 ed era dotato degli stessi dispositivi di sicurezza, anche se molti erano manuali e non automatici, soprattutto per favorire la creazione di posti di lavoro per la mano d'opera locale.
Il processo produttivo trattava l'isocianato di metile (MIC) che è il primo membro della famiglia degli isocianati (R-N=C=O); queste sostanze possono subire facilmente reazioni di addizione con vari composti con atomi di idrogeno attivo. Inoltre, la presenza di due doppi legami adiacenti conferisce una notevole instabilità alla molecola.
A Bhopal, il MIC era immagazzinato in tre serbatoi cilindrici orizzontali (diametro 2,5 m e lunghezza 12 m) di acciaio inossidabile 604 da 45 t (56 m^3) ciascuno (E619, E610, E611).
I serbatoi erano parzialmente interrati e coperti di cemento per proteggerli da impatti accidentali, da eventuali incendi e per l'isolamento termico.
Di questi, uno (E619) veniva tenuto vuoto per servire come serbatoio di alimentazione o per immagazzinare eventuale prodotto fuori specifica.
Per impedire la polimerizzazione era previsto un sistema di refrigerazione (30 t di freon) con uno scambiatore di calore attraverso il quale circolava il MIC per mantenerlo a 0 °C.
Su ogni serbatoio erano previsti [3]:

- un indicatore di temperatura e relativo allarme;
- un indicatore/controllore della pressione per regolare l'ingresso di azoto o per sfiatare i vapori allo scrubber o alla torcia;
- un indicatore di livello del liquido e relativo allarme;
- un sistema di sfiato della pressione munito di disco di rottura e valvola di sicurezza in serie tarata per intervenire a 2,7 bar.

Lo scrubber per i gas di scarico era costituito da una colonna impaccata di 1,68 m di diametro in cui i gas entranti erano assorbiti da una soluzione di soda caustica. La basicità della soluzione era mantenuta aggiungendo altra soda proveniente da appositi serbatoi.
La strumentazione comprendeva un indicatore di flusso/allarme per la soda, che faceva partire automaticamente una pompa in caso di flusso basso.
In condizioni di emergenza lo scrubber poteva neutralizzare 4 t di MIC nei primi 30 minuti.

I gas che lasciavano lo scrubber erano scaricati in atmosfera attraverso un camino, alto 33 m, munito di torcia. I serbatoi di Bhopal erano del tutto simili a quelli dell'impianto di Institute negli USA. La Union Carbide Corporation (UCC) aveva predisposto, per il suo impianto, un manuale di 40 pagine contenente istruzioni dettagliate sullo stoccaggio del MIC, sulle apparecchiature ausiliarie, sulla manutenzione e sulle procedure di lavaggio dei serbatoi e su altre eventuali emergenze.
Il manuale era stato adottato anche dagli ingegneri di Bhopal. Almeno inizialmente, l'impianto di Bhopal soddisfaceva tutti gli standard di sicurezza e ambientali delle autorità indiane e il personale veniva adeguatamente formato.
Dopo la messa in marcia dell'impianto e prima della tragedia, si erano verificati almeno sei incidenti (ben documentati) con fuoriuscita di vapori tossici [4].
Alla fine del 1981 un operatore era stato mortalmente colpito da una fuga di fosgene. Due settimane più tardi altri 24 operatori furono intossicati da un'altra fuga di gas tossici.
Altri incidenti si sono verificati nel febbraio 1982 (18 persone furono coinvolte in una perdita di MIC) e nel febbraio del 1983 (perdita di acido cloridrico e cloroformio).
Nel 1982, un team della UCC ispezionò l'impianto di Bhopal con diverse osservazioni riguardanti la sicurezza dell'impianto:

- potenziale rilascio di materiali tossici nelle aree del MIC e del fosgene e in quella dello stoccaggio, attribuibile a guasti nelle apparecchiature, problemi operativi o di manutenzione;
- mancanza di mezzi di protezione costituiti da installazioni fisse di acqua nebulizzata in diverse parti dell'impianto;
- inadeguatezze nel programma di manutenzione delle valvole di sicurezza e della strumentazione;
- problemi creati dall'alto turn over del personale e quindi mancanza di adeguata formazione (molti operatori non erano in grado di leggere le istruzioni in inglese)

La produzione di MIC a Bhopal cessò il 22 ottobre 1984 quando l'ultimo lotto di MIC, fuori specifica in quanto conteneva 12-16% di cloroformio (il MIC grezzo era stato distillato a temperatura più alta del normale), fu immesso nei serbatoi E610 e E611 e non nell'E619.
Come conseguenza dell'arresto della produzione, per ridurre ulteriormente i costi, il management trascurò di far condurre la necessaria manutenzione e riparazione delle apparecchiature ausiliarie, prima che tutto il MIC fosse trasformato.
I dispositivi di sicurezza erano costituiti da un lavatore con soluzione di soda, da una torcia a valle di questo e da un sistema di refrigerazione. Il sistema di refrigerazione a serpentina, con fluido tipo Freon, non era in funzione da maggio (per risparmiare circa 20 $/giorno) [5].
Il lavatore, per un'avaria alla pompa di circolazione, risultava fuori servizio, mentre la linea dello stesso non era collegata alla torcia, da novembre, perché doveva essere riparata.

1.2 La dinamica dell'incidente

Nella serata del 2 dicembre 1984, subito prima della fine del secondo turno, verso le 22:20, la pressione nel serbatoio E610 era normale (2 psi). Il cambio di turno era avvenuto alle 22:45 e tutto sembrava sotto controllo fino alle 23:30, quando fu scoperta una piccola perdita nell'area di produzione del MIC che, inizialmente trascurata, portò all'apertura della valvola di sicurezza nel giro di due ore. Il contenuto del serbatoio fuoriuscì scaricandosi all'esterno. L'allarme venne dato soltanto dopo ulteriori due ore circa [3].

2. La System Dynamics come strumento di analisi

Sono differenti gli strumenti di analisi dei sistemi complessi finalizzati alla valutazione delle relazioni causa-effetto. Negli ultimi anni si sono affermate le reti Bayesiane (BN) che utilizzano un metodo qualitativo efficace basato su archi e nodi fino a costruire un grafo aciclico [6].
Negli ultimi anni gli studi sulle reti bayesiane sono aumentati e soprattutto l'applicazione delle stesse è stata impiegata in numerosi campi industriali, dal chimico al nucleare e sono stati implementati dei software per la valutazione della qualità, modellati secondo il principio della BN.
Il modello BN è un grafo aciclico diretto, nel quale i nodi rappresentano le variabili mentre i collegamenti, tra ogni coppia di nodi, costituiscono le relazioni causali tra le variabili.
Gli studi di Gregoriades hanno dimostrato, tuttavia, che la metodologia della System Dynamics è maggiormente favorita nella modellazione e valutazione degli effetti anche in previsione futura. Ciò è dovuto al fatto che gli elementi che costituiscono il sistema cambiano dinamicamente nel tempo secondo le diverse condizioni [7].
Pertanto, per analizzare nello specifico l'incidente indiano è stata utilizzata la System Dynamics, tecnica di modellazione e simulazione al computer introdotta da Forrester negli anni 60'. Questa permette di comprendere la struttura di sistemi complessi ed analizzare il loro andamento in un determinato arco temporale grazie alla costruzione dei diagrammi di tipo causa effetto (CLD) [8]:
Le Causal loop diagram (CLD) sono utilizzate nella fase iniziale della simulazione dei processi, per visualizzare graficamente i meccanismi causali intercorrenti tra le componenti del processo/sistema in esame, che lo caratterizzano e ne determinano il comportamento.
Tali variabili (o nodi) possono rappresentare grandezze di tipo quantitativo, ovvero misurabili (ad esempio, reddito, profitto, produttività) oppure di tipo qualitativo (ad esempio, motivazione, fiducia, reputazione). A ciascun legame - rappresentato graficamente come una freccia orientata che collega l'elemento "causa" all'elemento "effetto" - viene associata una polarità:

- Positiva (+) per indicare che le due variabili sono suscettibili della stessa variazione (se la causa aumenta/diminuisce, anche l'effetto avrà lo stesso andamento;
- Negativa (-) per indicare che le due variabili sono soggette ad una variazione diametralmente opposta (se la causa aumenta/diminuisce, l'effetto invece diminuirà oppure aumenterà).

La caratteristica principale di tale rappresentazione grafica ed, in generale, della System Dynamics, è la presenza di cicli di feedback (feedback loops) [9].
Il feedback è definito come il processo di trasmissione e ritorno dell'informazione: nel linguaggio scientifico, esso è l'effetto di controreazione di un'azione che si riflette sul sistema stesso e che permette di controllarne, correggerne o modificarne il comportamento; in altri termini, un ciclo di feedback è una sequenza chiusa causa-effetto [10].
Esistono due tipologie di cicli in una Causal Loop Diagram: i meccanismi di feedback positivi (Reinforcing Loop), che rafforzano la variazione di una determinata variabile del sistema, ed i meccanismi di feedback negativi (Balancing Loop) che, invece, la bilanciano.
In riferimento allo studio condotto, sono stati individuati tre macronodi:

- Economic pressure;
- Human error;
- Safety investment.

La pressione economica ha determinato una drastica riduzione degli investimenti da parte del management, destinati alla "safety", provocando una resa insufficiente dei dispositivi di

sicurezza ed una cattiva manutenzione degli stessi, che inevitabilmente ha prodotto dei guasti meccanici per le varie apparecchiature dell'impianto.
Inoltre l'aspetto economico ha influito negativamente anche sugli operatori e ciò ha contribuito ad incrementare l'errore umano, sia nella gestione dei processi produttivi, che nella gestione della situazione di emergenza, venutasi a creare durante l'incidente.
Questo aspetto, unito alla scarsa efficienza dei sistemi di sicurezza, ha incrementato il livello di rischio e, di conseguenza, causato l'evento incidentale.
Un contributo allo studio dell'incidente di Bhopal è stato dato da Andreas Grobler [9], che ha individuato le principali cause dell'incidente di Bhopal:

- conoscenza superficiale, sia da parte del top management, che da parte dei dipendenti, dei reali pericoli del MIC e quindi, di conseguenza, mancanza di adeguate misure di sicurezza nel processo produttivo;
- sistemi di sicurezza non funzionanti ed evidenti errori umani;
- scarsa informazione da parte delle persone, che vivevano nei paraggi dello stabilimento, sul potenziale pericolo derivante dalla produzione di pesticidi;
- gestione superficiale della situazione di emergenza, da parte degli operatori e delle autorità locali;
- mancanza di adeguate infrastrutture, che potessero supportare le persone colpite dall'incidente.

Egli si focalizza principalmente su come la strategia economica ha influito sia sui dipendenti sia sugli aspetti legati alla sicurezza, con un conseguente aumento della probabilità di incidente [9].
In questo lavoro ci si propone di rappresentare una CLD, che si focalizza esclusivamente sugli aspetti tecnici che hanno provocato l'evento incidentale (Fig. 1):

- Human error;
- Safety systems;
- Mechanical failures

Infatti l'errore umano, i dispositivi di sicurezza malfunzionanti ed i guasti meccanici sono stati determinati nella dinamica incidentale, in quanto hanno incrementato il livello di rischio e provocato, inevitabilmente, l'evento.
Nel reinforcing loop, in Fig. 2, la pressione economica ha favorito un elevato grado di turnover tra gli operatori, che ha contribuito a creare una formazione inadeguata e quindi dipendenti non competenti; ciò ha determinato "human error", che ha avuto ulteriori ripercussioni su sistemi di sicurezza già inefficienti.
In tale loop si è utilizzato l'operatore delay tra "high turnover for operators", "lack of training for operators" e "operators not competent", per evidenziare lo sfasamento temporale causa-effetto della politica di gestione del management della Union Carbide India Ltd (UCIL).
Per ciò che riguarda, invece, i "safety systems", nella CLD estesa, vengono evidenziati due dispositivi, che, prima dell'incidente, risultavano spenti:

- sistema di refrigerazione;
- lavatore con soluzione di soda (vent gas scrubber).

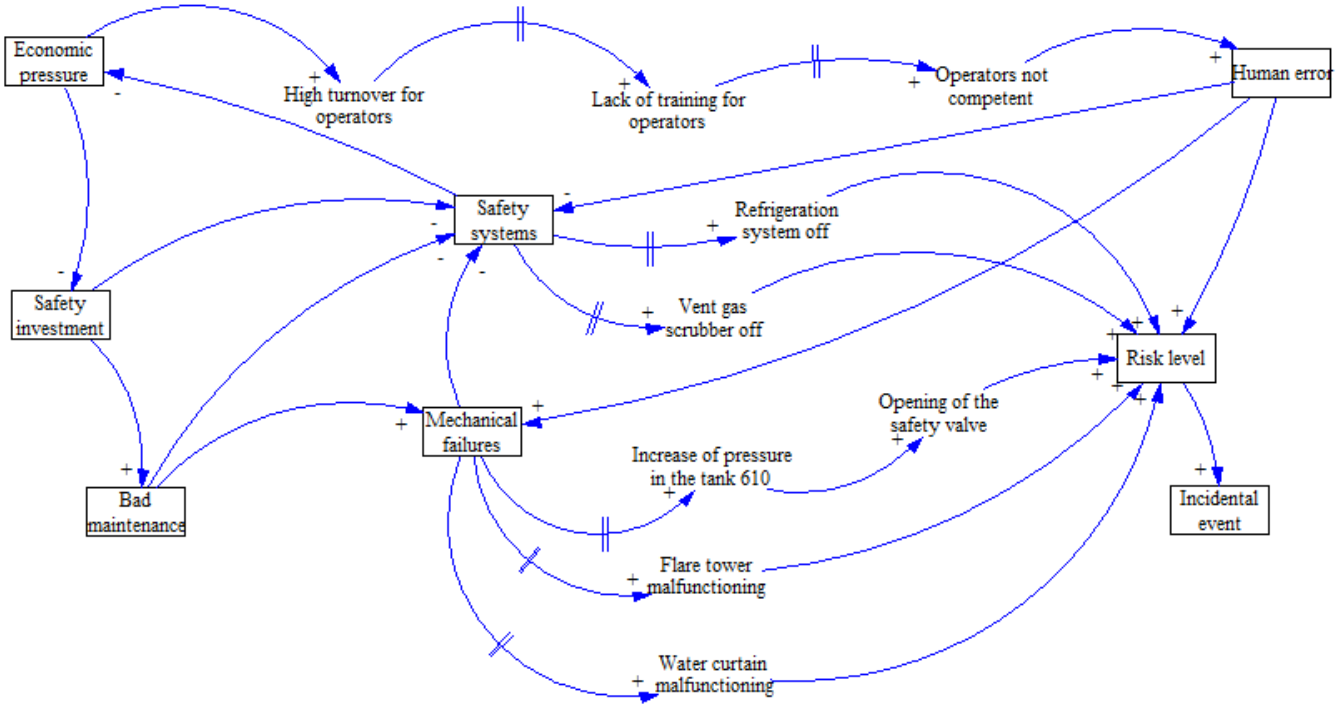


Figura 1. CLD (estesa) Incidente Bhopal

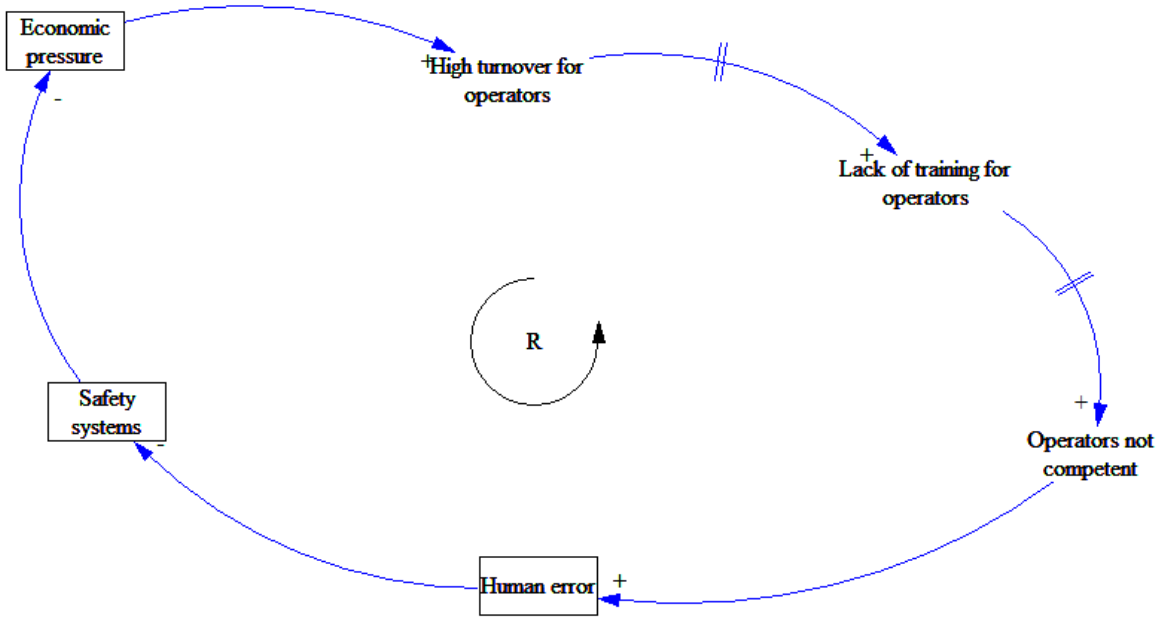


Figura 2. Reinforcing Loop CLD estesa

3. Conclusioni

L'incidente di Bhopal è stato provocato da numerosi fattori ed ha avuto una dinamica incidentale alquanto complessa, che, a distanza di più di 30 anni dall'evento, lascia ancora alcuni dubbi e delle perplessità. La maggior parte delle fonti, presenti in letteratura, sono concordi nel sostenere che la responsabilità principale dell'evento sia da attribuire al management della compagnia indiana, a causa di un comportamento finalizzato esclusivamente alla riduzione dei costi, piuttosto che alla garanzia ed al rispetto dei necessari standard di sicurezza [4] [5].
Un modello di *Safety Management*, relativo ad un impianto di processo, diventa fondamentale per individuare le modalità attraverso cui può evolvere un qualsiasi sistema, oggetto di studio, e per evidenziare le condizioni, che favoriscono un evento incidentale, con le relative conseguenze.
Un adeguato modello di Safety Management costituisce un prezioso input per l'individuazione dei punti di leva, su cui è possibile intervenire, e dei meccanismi che possono essere attivati, affinché non sia compromessa la sicurezza dell'impianto, di coloro che vi lavorano, dell'ambiente circostante e non ci siano sostanziali perdite dal punto di vista economico-produttivo.
Grazie alle informazioni presenti in letteratura ed all'utilizzo dei principi di System Dynamics, è stata realizzata una prima CLD in cui sono state messe in evidenza le principali variabili coinvolte nell'incidente di Bhopal e le interazioni tra le stesse, che hanno determinato l'evolversi della dinamica incidentale. Il passo successivo sarà quello di realizzare il modello simulativo quantificando i singoli fattori.

4. Bibliografia

[1] Willey RJ, Hendershot DC, Berger S. The Accident in Bhopal: Observations 20 Years Later. Prepared for Presentation at American Institute of Chemical Engineers AIChE 2006. Spring National Meeting 40th Annual Loss Prevention Symposium Orlando, Florida, 2006.

[2] Perrow C. Normal Accidents. Princeton University Press. Princeton, 1999.

[3] D'Silva T. The Black Box of Bhopal. Trafford Publishing. Victoria, 2006.

[4] Morehouse W, Subramaniam M. Arun. The Bhopal Tragedy. Council on International and Public Affairs. New York, 1986.

[5] Chouhan TR. Bhopal - The Inside Story. Other India Press, Goa, India, 2004.

[6] A generic method for estimating system reliability using Bayesian networks. Ozge Doguc, Jose Emmanuel Ramirez-Marquez. Reliability Engineering and System Safety 94 (2009) 542–550.

[7] Gregoriades A. Human error assessment in complex socio-technical systems- system dynamic versus Bayesian belief network. In: System Dynamics Conference, Manchester, 2008.

[8] Forrester JW. Industrial Dynamics. MIT Press Cambridge, 1961.

[9] Sterman JD. Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World. McGraw-Hill, 2006.

[10] Pauchant TC, Mitroff II. Crisis Management: Managing Paradox in a Chaotic World. Technological Forecasting and Social Change. 1990;38(2):117-134.

[11] Andreas G. Quantification makes sense even when empirical Data is Limited - A model of the Bhopal Crisis. Mannheim University.

Il rafforzamento del ruolo del Comitato Tecnico Regionale operato dal D. Lgs. 105/2015 ed il contributo di competenze delle Unità Operative Territoriali dell'INAIL: l'esperienza nei laboratori sotterranei del Gran Sasso, con particolare riferimento alla soluzione progettuale individuata per garantire lo stoccaggio di Xenon in ognuna delle tre fasi: solida, liquida o gassosa

R. Iovene*, G. Alocci**, A. Ursini**, M. Castagna***, J. M. Disdier****

*Inail - UOT di Pescara
**Direzione Regionale VV.FF. Abruzzo
***Istituto Nazionale di Fisica Nucleare
****Libero professionista

Sommario

Il presente lavoro prende spunto dall'esperienza maturata dalla U.O.T. Inail di Pescara in un ambito particolare quale è quello dei Laboratori Sotterranei del Gran Sasso, che nello specifico costituiscono attività a rischio di incidente rilevante.
Tale particolarità ha portato ad un confronto, oltre che con la Direzione Regionale VV.F. Abruzzo per quel che riguarda gli aspetti della direttiva Seveso, anche con i tecnici dell'Istituto Nazionale di Fisica Nucleare in merito alla valutazione dell'idoneità delle scelte progettuali relative ai dispositivi di protezione di un impianto criogenico utilizzato per l'esperimento XENON 1T sfruttando la tecnologia della Camera a Protezione Temporale con Xenon in doppia fase.
Verrà evidenziata la funzione del ReStoX che è un contenitore criogenico costituito da due sfere concentriche – quella interna progettata per resistere fino a 73 bar di pressione – separate da un vuoto di isolamento in cui sono installati strati di Milar alluminato per ridurre l'irraggiamento termico. La sfera interna è raffreddata inizialmente da una serie di canaline in cui circola azoto gassoso e lo Xe viene poi mantenuto liquido con uno scambiatore di calore immerso nel liquido stesso.
In caso di emergenza, il prezioso contenuto di Xe può essere messo in sicurezza nel Restox e, in caso di assenza di qualunque fonte di energia, le 3,5 ton di Xe possono passare nella fase gassosa ed essere così contenute in sicurezza.

1. Introduzione

Gli amanti delle statistiche ricordano che lo scorso 10 luglio è ricorso il quarantesimo anniversario del tragico incidente nell'azienda ICMESA di Meda (MB), che causò la fuoriuscita e la dispersione di una nube di 2,3,7,8-tetraclorodibenzo-p-diossina, indicata anche con l'abbreviazione TCDD, la più nota e pericolosa delle diossine.
Il termine "Seveso", da allora, è stato usato per antonomasia per indicare il quadro normativo di cui si è dotata la Comunità Europea *"sui rischi di incidenti rilevanti connessi con determinate attività industriali",* a cominciare dalla direttiva 82/501/CEE (*Seveso I*).
La direttiva definisce incidente rilevante *"un avvenimento quale un'emissione, un incendio o un'esplosione di rilievo, connesso a uno sviluppo incontrollato di un'attività industriale, che dia luogo a un pericolo grave, immediato o differito, per l'uomo, all'interno o all'esterno dello stabilimento, e/o per l'ambiente e che comporti l'uso di una o più sostanze pericolose".* Alla *Seveso I* è poi seguita la direttiva 96/82/CE (*Seveso II*), che rafforza l'attenzione del controllo pubblico dei sistemi di gestione della sicurezza e della

compatibilità territoriale ed ambientale degli stabilimenti ricadenti nel campo di applicazione della direttiva.
In Italia benché il Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco avesse già per le specifiche competenze recepito la direttiva 82/501/CEE con l'emanazione del decreto del Ministero dell'Interno 16 novembre 1983 *"Elenco delle attività soggette, nel campo dei rischi di incidenti rilevanti, all'esame degli ispettori regionali o interregionali ai sensi dell'art.19 del D.P.R.577/82"*, il recepimento ufficiale nazionale si ha con l'emanazione del DPR 17 maggio 1988, n. 175; mentre la Seveso II è stata recepita con D.Lgs. 17 agosto 1999, n. 334.
Dopo lo scoppio del 13 maggio 2000 del deposito di esplosivi di Enschede (Olanda) e l'incidente del 21 settembre 2001 nel deposito di nitrato di ammonio (fertilizzanti) della AZF a Tolosa (Francia), la Comunità Europea sente la necessità di introdurre nuovi limiti per le aziende che detengono nitrato di ammonio, materiale pirotecnico e per le aziende minerarie, oltre all'abbassamento dei valori limite per le sostanze tossiche e l'innalzamento dei limiti per le sostanze ritenute cancerogene. Questo processo di revisione porta in Europa all'emanazione della direttiva 2003/105/CE, erroneamente conosciuta come Seveso III (più correttamente da indicare come "Seveso II bis"), recepita in Italia con Decreto Legislativo 21 settembre 2005, n. 238, che integra e modifica il D.Lgs 334/99.
Nel periodo che va dal 2005 al 2012 non si sono registrati a livello comunitario particolari cambiamenti normativi, anche se gli incidenti sono continuati a verificarsi (cfr. database European Commision - Joint Research Centre EMARS Major Accident Reporting System).
Arriviamo più vicino ai nostri giorni, o meglio al 2012, quando il parlamento Europeo ed il consiglio promulgano la DIRETTIVA 2012/18/UE del 4 luglio 2012 ("Seveso III" o "Seveso ter") sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, recante modifica e successiva abrogazione della direttiva 96/82/CE del Consiglio.
In Italia con qualche mese di ritardo rispetto al limite fissato dall'art. 31 (1 giugno 2015) la direttiva viene recepita con decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105, che entra in vigore il 29 luglio dello stesso anno e che costituisce l'attuale e vigente dispositivo normativo nazionale, di recepimento comunitario, recante *"disposizioni finalizzate a prevenire incidenti rilevanti connessi a determinate sostanze pericolose e a limitarne le conseguenze per la salute umana e per l'ambiente"*.

2. Compiti e funzioni del Comitato Tecnico Regionale alla luce delle modifiche apportate dal D.Lgs. 26 giugno 2015, n. 105, atto di recepimento nazionale della Direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012

Nel nuovo assetto normativo, che comunque non abbandona l'architettura generale dei precedenti, tra gli Enti, Amministrazioni e Organi che rivestono particolari ruoli e funzioni spicca il Comitato Tecnico Regionale, disciplinato oggi dall'articolo 10, sicuramente con maggior dovizia di dettagli rispetto all'omologo articolo 19 del D.Lgs. 334/99, che ne prevedeva la composizione "integrata" rispetto a quella del comitato tecnico di prevenzione incendi di cui all'articolo 20 del decreto del Presidente della Repubblica 29 luglio 1982, n. 577.
In generale il ruolo del Comitato Tecnico Regionale oggi, con l'entrata in vigore del D.Lgs. 105/2015, esce rafforzato rispetto al passato in quanto sono aumentate le competenze.
Come nel passato, anche se sempre in forma transitoria fino all'avvenuto trasferimento alle regioni delle funzioni di cui all'articolo 72 del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (art. 1 co. 4), l'organo collegiale provvede a svolgere le istruttorie per gli stabilimenti di soglia superiore soggetti alla presentazione del rapporto di sicurezza (ex art. 8 del D.Lgs. 334/99) ed a formulare altresì le relative conclusioni ("provvedimento conclusivo") con le modalità previste all'articolo 17 (ex art. 21 del D.Lgs. 334/99). Nel caso in cui lo

stabilimento sia in possesso di autorizzazioni ambientali, il Comitato esprime le proprie determinazioni tenendo conto delle prescrizioni ambientali.
Sempre come eredità dei passati recepimenti comunitari, il Comitato, nel caso in cui non sia stato adottato l'elaborato tecnico ERIR, esprime un parere tecnico propedeutico al rilascio dei titoli abilitativi edilizi relativi ad interventi da porre in essere *"nelle zone interessate dagli stabilimenti"* ricadenti nel campo di applicazione del D.Lgs. 105/2015.

Come nuovi compiti il Comitato, invece,

- programma le visite ispettive di cui all'art. 27 al "*fine di consentire un esame pianificato e sistematico dei sistemi tecnici, organizzativi e di gestione applicati nello stabilimento"* di soglia superiore;
- comunica al gestore le relative conclusioni e tutte le misure da attuare, comprensive del cronoprogramma, ed accerta che il gestore adotti dette misure nel rispetto dei tempi stabiliti;
- dispone entro sei mesi un'ispezione supplementare nel caso in cui nel corso di un'ispezione è stato individuato un caso grave di non conformità al decreto;
- individua gli stabilimenti o i gruppi di stabilimenti di soglia inferiore e di soglia superiore, per i quali la probabilità o la possibilità o le conseguenze di un incidente rilevante possono essere maggiori a causa della posizione geografica, della vicinanza degli stabilimenti stessi e dell'inventario delle sostanze pericolose presenti in essi, dandone comunicazione ai gestori degli stabilimenti interessati (effetto domino);
- individua, tra le aree soggette ad effetto domino, quelle caratterizzate da una elevata concentrazione di stabilimenti (secondo i criteri definiti all'allegato E);
- coordina fra tutti i gestori degli stabilimenti di soglia superiore e di soglia inferiore presenti in ognuna di tali aree lo scambio delle informazioni necessarie per accertare la natura e l'entità del pericolo complessivo di incidenti rilevanti;
- richiede, in presenza nell'area di situazioni critiche per la gestione delle emergenze, o per il controllo dell'urbanizzazione, o per l'informazione alla popolazione derivanti da effetti domino, la predisposizione, da parte dei gestori degli stabilimenti di soglia superiore e di soglia inferiore interessati, di uno studio di sicurezza integrato dell'area;
- provvede per gli stabilimenti di soglia superiore affinché l'inventario delle sostanze pericolose e il rapporto di sicurezza di cui all'articolo 15 del D.Lgs. 105/2015 siano accessibili, su richiesta, al pubblico.

3. Inquadramento dei Laboratori Nazionali del Gran Sasso rispetto al campo di applicazione del D. Lgs. 26 giugno 2015, n. 105

Nati da un'intuizione del prof. Antonino Zichichi, all'epoca Presidente dell'Istituto Nazionale di Fisica Nucleare-INFN, i Laboratori Nazionali del Gran Sasso (LNGS) sono per dimensioni e dotazioni strumentali il centro di ricerca sotterraneo più grande ed importante del mondo. Sono stati progettati e costruiti, con inizio nel 1982, con lo scopo di sfruttare la protezione dalla radiazione cosmica, garantita dai millequattrocento metri di montagna sovrastanti, principale requisito per l'attività scientifica a cui sono dedicati.
Le strutture sotterranee, tre grandi sale sperimentali, ognuna delle quali misura circa 100 m di lunghezza, 20 m di larghezza e 18 m di altezza e tunnel di servizio, per un volume totale di circa 180.000 metri cubi, sono collocate su un lato di un tunnel autostradale, lungo 10 Km, che attraversa il Gran Sasso, in direzione Teramo-Roma.
La prerogativa di questa fondamentale struttura di ricerca è quella di trovarsi nel cuore della vetta più alta degli Appennini, in comunicazione con il fornice autostradale della A24 direzione Teramo-Roma e di essere un'attività a rischio di incidente rilevante.

Già soggetti all'art. 8 del D.Lgs. 334/99, oggi i Laboratori costituiscono uno *"stabilimento preesistente"* ai sensi dell'art. 3, co. 1 lett. f) del D.Lgs. 105/2015, di recepimento della Direttiva 2012/18/UE [1].
I Laboratori, detenendo sostanze classificate, in conformità al regolamento CE n. 1272/2008 [2], come *"Pericolose per l'ambiente acquatico, categoria di tossicità cronica 2"* in quantitativi superiori al limite di cui alla colonna 3 dell'allegato 1 parte 1, costituiscono ***"stabilimento di soglia superiore"*** ai sensi del D.Lgs. 105/2015 e come tale soggetto alla maggior parte degli adempimenti previsti dalla recente direttiva comunitaria.

4. L'esperimento Xenon 1T

3.1 il ReStoX (fig. 1)

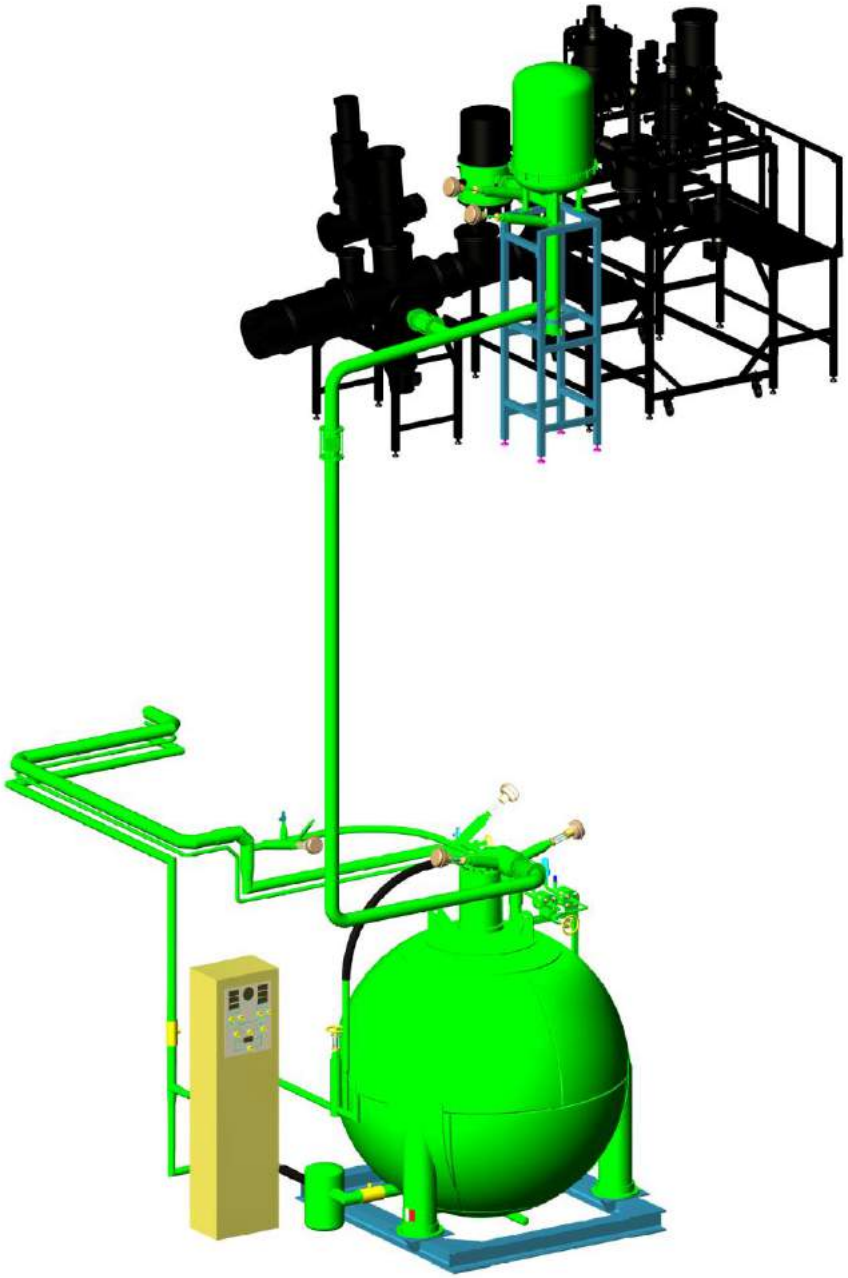


Figura 1. Il ReStoX

Il ReStoX è un serbatoio destinato a liquefare/stoccare e a recuperare, dopo la purificazione (oppure in caso di emergenza, in tempi brevi), lo Xenon necessario per l'esperimento XENON 1T.
Il serbatoio deve essere in grado di stoccare lo Xenon:

- ✓ sotto forma cristallizzata
- ✓ sotto forma liquida
- ✓ sotto forma gassosa ad alta pressione, a temperatura ambiente.

Deve inoltre permettere di mantenere stabili o modificare le condizioni di stoccaggio.

Per una migliore comprensione si riportano qui di seguito le caratteristiche dello Xenon:

- PUNTO TRIPLO

Temperatura	161,36 K	(-111,8 °C)
Pressione	0,816 bar	
calore di fusione	17,46 kJ/kg	

- EBOLLIZIONE

Temperatura	165,05 K	(-108,1 °C)
calore di ebollizione	96,14 kJ/kg	
peso specifico liq.	3057 kg/m^3	
peso specifico gas	9,86 kg/m^3	

3.2 Descrizione tecnica

Il ReStoX è un criostato del tipo a doppia camicia (fig. 2). Il serbatoio interno di contenimento dello Xenon è isolato termicamente con un isolante multi-strato (MLI) sotto vuoto. Le perdite termiche del sistema non devono superare il valore di 50 W.
La sfera interna è sospesa alla sfera esterna tramite un tubo (collo) con un diametro interno di 200 mm e di lunghezza sufficiente per mantenere gli ingressi di calore totali inferiori ad un valore di 50W e la temperatura della flangia superiore del collo a un valore vicino a temperatura ambiente. Anche il collo è isolato sotto vuoto.
Il volume della sfera interna è stato definito in modo tale da permettere lo stoccaggio della massima quantità possibile di Xenon a temperatura ambiente.
Un circuito alimentato in LN_2 o GN_2, saldato sulla sfera interna, ne permette il raffreddamento fino alla temperatura dell'azoto liquido (-196°C) o il riscaldamento. Sensori di temperatura di tipo Pt100 sono installati sulla superficie della sfera interna e dei circuiti di raffreddamento per permettere di monitorarne la temperatura.
Sei coppie di sensori, installati sui due meridiani della sfera interna (nella parte bassa, al centro e nella parte alta) permettono di controllare le differenze di temperatura tra le saldature dei circuiti di raffreddamento ed il corpo della sfera interna nelle fasi transitorie.
Sul lato interno della sfera di contenimento dello Xenon sono saldate delle alette per migliorare la conducibilità termica verso l'interno di essa.
All'interno della sfera sono previsti:

- un "condenser" di potenza 3 kW, alimentato con azoto liquido per condensare lo Xenon in fase di stoccaggio, per la preparazione del riempimento del rivelatore e/o per agevolare le operazioni di recupero (volontarie o in emergenza) dello Xenon a partire del rivelatore;
- un riscaldatore elettrico di potenza 2 kW, per pressurizzare la sfera nelle fasi di purificazione dello Xenon o di riempimento del rivelatore.

Il "condenser" e il riscaldatore sono appesi alla flangia superiore e inseriti nella sfera interna attraverso il collo.

I passaggi delle tubazioni LXe/GXe e LN_2/GN_2 attraverso la flangia superiore sono realizzati sotto vuoto per limitare gli ingressi di calore.
Il serbatoio è supportato da tre piedi e fissato su un telaio ancorato al pavimento. All'interfaccia tra i piedi e il telaio sono montate delle celle di carico per misurare il peso dello Xenon in esso contenuto.
L'insieme del serbatoio, interno e esterno, è realizzato in acciaio inossidabile austenitico; il "condenser" e il riscaldatore elettrico sono realizzati in rame per una migliore conducibilità termica; il telaio di supporto è realizzato in acciaio al carbonio.

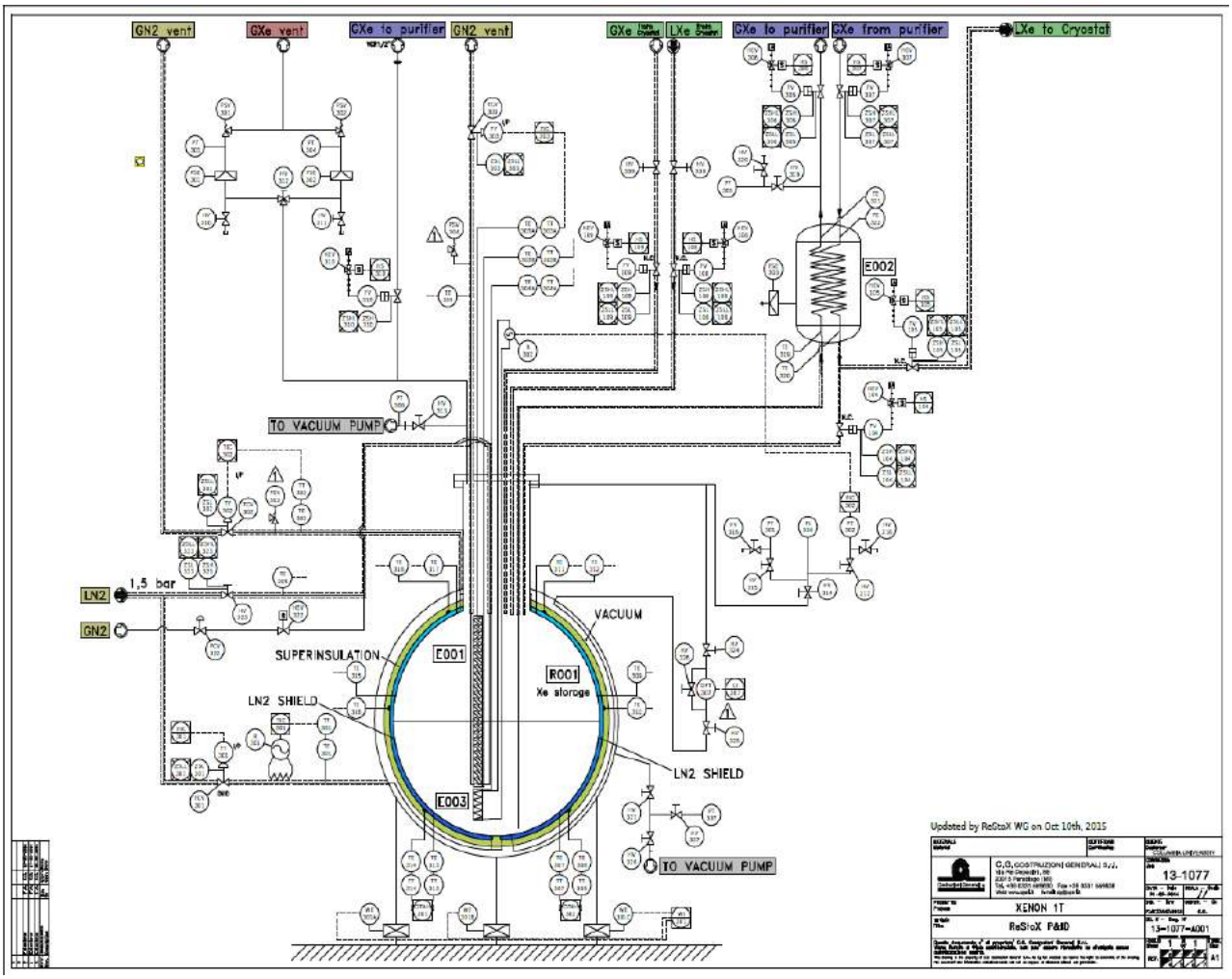


Figura 2. P & ID del ReStoX

3.3 Definizione della sfera interna (volume, pressione)

La richiesta iniziale per la realizzazione del serbatoio è stata la necessità di stoccare una quantità minima, pari a 6 Tonnellate, di Xenon sotto forma gassosa, a temperatura ambiente.

La pressione massima di esercizio viene definita dalle condizioni di stoccaggio in forma gassosa, e in particolare dalla variazione del peso specifico dello Xenon in funzione della pressione alla temperatura ambiente massima presente in galleria, 18°C (291 K):

P (bar)	Peso specifico (kg/m^3)	V per 6 tonn (m^3)
50	450,18	13,32
59 *	805,01	7,45
61 *	1403,1	14,27
62 *	1478,5	4,05
63 *	1525	3,93
64 *	1539,3	3,84
65 *	1586,9	3,78

(*) Condizioni *supercritiche*

Esaminando la variazione del peso specifico dello Xenon a 291 K è evidente che la soluzione ottimale consisteva nella realizzazione di un serbatoio sferico con una pressione di lavoro almeno uguale a 63 bar (62 bar g).
Per avere una capacità di 6 tonnellate a 18°C, ad una pressione di 63 bar (62 barg), la sfera doveva avere un volume utile di 3,93 m3.
Sfruttando al meglio lo spazio disponibile nel locale dedicato al ReStoX, si è riusciti a realizzare un sistema con un serbatoio interno di capacita utile 4,95 m3, che consente di stoccare 7,548 tonnellate di Xenon a 62 bar g e a 18°C.

5. Conclusioni

Una delle esigenze primarie del progetto XENON 1T è il mantenimento della purezza dello Xenon all'interno del ReStoX durante le sue varie fasi di utilizzo. Questo ha portato ad utilizzare, come dispositivo di sicurezza per la sfera interna, un disco di rottura saldato sul suo supporto per limitare il numero di guarnizioni.
Allo scopo è stato scelto un disco con le seguenti caratteristiche:

-Pressione di rottura: 69 bar g
-Precisione: +/- 5 %
-Pressione massima di lavoro: 62,27 bar g

Tenendo conto delle caratteristiche del disco di rottura, è stata scelta una pressione di progetto dell'insieme pari a 73 bar g.
Tutti i calcoli meccanici sono stati realizzati secondo la normativa UNI EN 13445-3 [3].

A valle del disco di rottura è stata prevista una valvola di sicurezza con pressione di taratura pari a 65 bar g. Lo scopo della valvola di sicurezza è quello di evitare la perdita di tutto lo Xenon contenuto nella sfera, in caso di rottura del disco. Pertanto sono stati previsti due accoppiamenti “disco di rottura-valvola di sicurezza” con una valvola a tre vie di permutazione per permetterne la manutenzione.
I dischi di rottura e le valvole di sicurezza sono stati dimensionati, in caso d'incendio, secondo le normative UNI EN 13648-3 [4] e UNI EN ISO 4126-1 [5].

6. Bibliografia

[1] Direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, recante modifica e successiva abrogazione della direttiva 96/82/CE del Consiglio

[2] Regolamento CE n. 1272/2008 del parlamento europeo e del consiglio del 16 dicembre 2008 relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele che modifica e abroga le direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e che reca modifica al regolamento CE n. 1907/2006

[3] UNI EN 13445-3 Recipienti a pressione non esposti a fiamma - Progettazione

[4] UNI EN 13648-3 Recipienti criogenici - Dispositivi di sicurezza per la protezione contro la sovrappressione - Determinazione dei requisiti di scarico - Portata e dimensionamento

[5] UNI EN ISO 4126-1 Dispositivi di sicurezza per la protezione contro le sovrappressioni - Valvole di sicurezza.

Impianti “Seveso”: approccio metodologico finalizzato alla determinazione delle aree di danno derivanti dal rilascio di sostanze tossiche

R. Lauri*, M. Ciucci*, C. Delle Site*

*Inail - DIT

Sommario

La valutazione delle conseguenze di incidenti industriali riveste un’importanza molto rilevante nell’analisi di rischio di un impianto “Seveso”. Infatti la stima delle aree di danno costituisce un elemento fondamentale per la caratterizzazione degli scenari incidentali e la definizione delle relative ricadute da riportare nel Rapporto di Sicurezza, previsto per gli impianti soggetti al D. Lgs. 105/2015. Inoltre è evidente la rilevanza di tali valutazioni sia per la predisposizione dei Piani di Emergenza interna ed esterna allo stabilimento sia per una corretta verifica della sua compatibilità territoriale. L’estensione delle aree di danno, derivanti dal rilascio di una sostanza pericolosa, può essere quantificata solamente sulla base di una modellazione, che presuppone ipotesi semplificative, le quali introducono un inevitabile grado di incertezza a causa della natura stessa dell’evento incidentale. Infatti è generalmente possibile effettuare solo una stima di alcuni fattori, che determinano l’entità degli effetti (caratteristiche geometriche del rilascio in ambiente, parametri termodinamici del composto rilasciato, incompleta rappresentazione dei fenomeni chimico – fisici descritti nel modello di simulazione adottato, etc.). Nella presente memoria viene illustrato un approccio metodologico utile per lo studio delle emissioni di composti tossici. La scelta è ricaduta sullo stoccaggio di ammoniaca anidra, poichè costituisce una situazione comune a diversi impianti Seveso. Il lavoro è stato focalizzato sulla stima delle aree di rischio, riferite ai valori di concentrazione previsti dalle Normative vigenti [1-2] per quanto concerne la fuoriuscita di una sostanza tossica in un impianto a rischio di incidente rilevante, in modo da valutare gli effetti dell’evento incidentale sia sulla salute dei lavoratori che della popolazione, che vive nelle vicinanze del complesso industriale. Nella simulazione sono state esaminate le emissioni da flangia (perdita del dispositivo di tenuta, cioè della guarnizione), da foro nella tubazione e da rottura a ghigliottina della stessa, come scenario incidentale più avverso. Lo studio della dispersione in atmosfera dell’ammoniaca (NH_3) è stato effettuato mediante l’utilizzo del software Aloha, che ha consentito di definire l’influenza delle condizioni meteorologiche, dei parametri termodinamici del rilascio e dell’entità del foro sulle estensioni delle suddette aree. La finalità dell’analisi condotta è quella di fornire uno strumento efficace e flessibile per la valutazione delle conseguenze dei rilasci di composti tossici e la stima delle aree di rischio.

1. Il D.Lgs. 105/2015: scenari incidentali e aree di danno

Il Decreto n°105 del 26 Giugno 2015 detta precise disposizioni, finalizzate a prevenire incidenti rilevanti connessi con l’utilizzo di sostanze pericolose e a limitarne le conseguenze per la salute umana e per l’ambiente. Un’accurata analisi del rischio di incidente rilevante risulta fondamentale come supporto per la gestione dell’emergenza e per lo sviluppo di strategie di pianificazione territoriale e urbanistica, mirate alla riduzione dell’impatto sul territorio circostante e quindi delle ricadute per l’uomo e per l’ambiente. Tale analisi richiede l’individuazione delle possibili rotture di elementi dell’impianto, le quali possono generare un

rilascio di un composto pericoloso, la stima delle loro frequenze di accadimento, la definizione degli scenari incidentali e la valutazione delle loro conseguenze, espressa in termini di aree di danno, cioè di superfici nelle quali l'effetto prodotto dall'evento incidentale supera un valore di soglia prefissato, cui è associato un danno per le persone, il territorio e le strutture. Nel caso di rilasci, che generano nubi tossiche, la conseguente dispersione può interessare regioni anche molto vaste. La determinazione di tali aree dipende da una molteplicità di parametri relativi alle caratteristiche chimico-fisiche delle sostanze rilasciate, alle condizioni di esercizio dell'impianto, alle modalità di emissione ed alle condizioni meteorologiche del sito. Per quanto riguarda la definizione delle aree di danno il D.Lgs. n° 105 del 2015 rimanda a quanto descritto nel D.M. 9 Maggio 2001. Gli elementi tecnici, utili ai fini di una valutazione di compatibilità territoriale e ambientale, sono espressi in relazione all'esigenza di assicurare sia i requisiti minimi di sicurezza per la popolazione e le infrastrutture, sia un'adeguata protezione per gli elementi sensibili al danno ambientale. La possibilità di danni a persone o a strutture è definita sulla base del superamento di determinati valori di soglia, riportati nel suddetto decreto ministeriale. La compatibilità dello stabilimento con il territorio circostante va valutata in relazione alla sovrapposizione delle tipologie di insediamento, categorizzate in termini di vulnerabilità, con l'inviluppo delle aree di danno, che individuano le distanze misurate dal centro di pericolo, interno allo stabilimento, entro le quali sono ammessi gli elementi territoriali vulnerabili appartenenti alle varie categorie. Per quanto riguarda la pianificazione dell'emergenza esterna, predisposta dal Prefetto, il D.Lgs. 105/2015 fa riferimento alle Linee Guida del Dipartimento della Protezione Civile del 2005 [2]. Questo documento classifica gli scenari incidentali in base agli effetti (tabella 1) dovuti ai rilasci di energia come incendi (irraggiamento) ed esplosioni (sovrappressione) e di materia (tossicità).

Scenario incidentale	**Elevata letalità**	**Inizio letalità**	**Lesioni irreversibili**	**Lesioni reversibili**	**Danni alle strutture/ effetti domino**
	1	2	3	4	5
Incendio (radiazione termica stazionaria)	12,5 kW/m^2	7 kW/m^2	5 kW/m^2	3 kW/m^2	12,5 kW/m^2
BLEVE/Fireball (radiazione termica variabile)	Raggio fireball	350 kJ/m^2	200 kJ/m^2	125 kJ/m^2	200-800 m
Flash-fire (radiazione termica istantanea)	LFL	½ LFL			
VCE (sovrappressione di picco)	0,3 bar (0,6 spazi aperti)	0,14 bar	0,07 bar	0,03 bar	0,3 bar
Rilascio tossico (dose assorbita)	LC_{50} (30 min. hmn)		IDLH		

Tabella 1. Scenari incidentali e valori di soglia

Gli effetti di un evento incidentale di natura chimica ricadono sul territorio con una gravità di norma decrescente in relazione alla distanza dal punto di origine o di innesco dell'evento, salvo eventuale presenza di effetto domino. In base alla gravità, il territorio esterno allo stabilimento, oggetto di pianificazione, è suddiviso in zone a rischio di forma generalmente circolare (salvo caratterizzazioni morfologiche particolari), il cui centro è identificato nel punto di origine dell'evento. La suddivisione delle aree di rischio, a cui si è fatto riferimento in questo lavoro per lo studio delle conseguenze del rilascio di ammoniaca anidra, è la seguente:

- **prima zona "di sicuro impatto"** (soglia di elevata letalità): è immediatamente adiacente allo stabilimento ed è caratterizzata da effetti, che possono provocare un elevato tasso di

letalità per gli individui. Data la fondamentale importanza ai fini della protezione che in questa zona riveste il comportamento della popolazione, dovrà essere previsto un sistema di allarme, che avverta la popolazione dell'insorgenza del pericolo ed un'azione di informazione preventiva particolarmente attiva e capillare;

- **seconda zona "di danno"** (soglia di lesioni irreversibili): è esterna alla regione precedente e ad essa sono ascrivibili possibili danni, anche gravi ed irreversibili, per coloro, che non assumono le corrette misure di autoprotezione e talvolta anche letali per persone più vulnerabili come i minori e gli anziani;
- **terza zona "di attenzione"**: è caratterizzata dal possibile verificarsi di danni, generalmente non gravi anche per i soggetti particolarmente vulnerabili. L'estensione di tale zona non dovrebbe comunque risultare inferiore a quella determinata dall'area di inizio di possibile letalità in condizioni ambientali e meteorologiche particolarmente avverse (classe di stabilità meteorologica F2).

Per la delimitazione delle zone precedentemente riportate, nel caso di fuoriuscita di sostanza tossica, si possono considerare i seguenti valori di riferimento:

- prima zona: LC_{50} (concentrazione di sostanza tossica, letale per inalazione nel 50% dei soggetti esposti per 30 minuti);
- seconda zona: IDLH (concentrazione di sostanza tossica fino alla quale l'individuo sano, in seguito ad esposizione di 30 minuti, non subisce per inalazione danni irreversibili alla salute e sintomi tali da impedire l'esecuzione delle appropriate azioni protettive);
- terza zona: IDLH/10.

Come si può notare la definizione degli scenari incidentali e la determinazione delle aree di rischio sono alla base sia della predisposizione del Piano di emergenza esterna che della pianificazione urbanistica e territoriale.

2. Le sorgenti di emissione di composti pericolosi negli impianti industriali

Gli incidenti causati da rilasci di composti pericolosi (infiammabili, tossici, etc.) sono frequentemente dovuti a rotture di componenti dell'impianto. La stima delle dimensioni dei fori, che si determinano in caso di rotture, da utilizzare per definire la portata rilasciata in atmosfera, che rappresenta un parametro fondamentale per l'analisi delle conseguenze di eventi incidentali, è di difficile valutazione e su di esse non vige un unanime accordo. Le aree dei fori sono generalmente definite sulla base dell'esperienza pratica e di considerazioni ingegneristiche, in relazione ai materiali utilizzati, alla periodicità ed accuratezza della manutenzione e alla rapidità di intervento in caso di guasto. Tra gli elementi, che possono diventare possibili sorgenti di emissione negli insediamenti produttivi, annoveriamo:

- gli accoppiamenti flangiati. Per definire la loro superficie di rilascio si considera la perdita del dispositivo di tenuta (guarnizione);
- le valvole di regolazione (ad esempio della portata o della pressione). In questo caso si fa riferimento allo stelo per la stima del foro;
- i compressori (centrifughi ed alternativi). Per tali macchine si ricorre ad una suddivisione in due specifiche classi: l'emissione da compressori centrifughi è ascrivibile solamente alle tenute utilizzate (a labirinto o ad anello flottante), mentre per quelli alternativi, a quella precedentemente riportata, si somma quella della camera delle valvole;
- le pompe centrifughe. Per tali elementi valgono le stesse indicazioni dei compressori centrifughi;

- le connessioni di piccolo diametro. Rientrano in questa particolare categoria i punti, in cui viene installata la strumentazione per la misura ed il controllo delle grandezze fisiche del processo;
- i punti di drenaggio. Essi sono costituiti generalmente da valvole di intercettazione (manuali o a chiusura automatica), per le quali il trafilamento può essere escluso quando sono previste doppie valvole d'intercettazione, una valvola più una flangia cieca o un tappo;
- le prese campione. Tali punti di prelievo possono essere:

– a dosaggio predeterminato;
– a circuito chiuso;
– a circuito aperto.

Anche in questo caso l'emissione è dovuta al trafilamento della valvola di intercettazione, ma la perdita può essere ragionevolmente esclusa per prese campione a dosaggio predeterminato, quando la quantità prelevata è di pochi centimetri cubi, e per quelle a circuito chiuso. Invece deve essere considerata per la tipologia a circuito aperto.

3. Impianti Seveso: procedura di valutazione delle conseguenze di un rilascio tossico

L'analisi dei rischi di incidente rilevante comincia con la definizione delle ipotesi di rilascio di sostanze pericolose (ad esempio dovuto a rotture di elementi dell'impianto) e lo studio delle loro cause in modo da poter successivamente procedere all'individuazione delle loro probabilità di accadimento. Il passo successivo consiste nella determinazione delle proprietà chimico-fisiche del composto (ad esempio la temperatura di ebollizione riveste un ruolo fondamentale per il calcolo della portata emessa in presenza di gas tossici liquefatti) e dei parametri termodinamici del rilascio (pressione, temperatura e densità), che consentono di stabilire se siamo in presenza di una nube leggera o pesante e quindi di selezionare il modello più adatto per lo studio della sua dispersione. A questo punto è necessario caratterizzare le condizioni meteorologiche del sito (velocità e direzione del vento e irraggiamento solare) e la rugosità superficiale del terreno in modo da ridurre il margine di incertezza della simulazione. Al termine di queste fasi descritte è possibile effettuare la stima degli effetti dello scenario incidentale sulla salute delle persone (sia operatori presenti nel complesso industriale che popolazione vivente nelle immediate vicinanze dello stesso), determinando le aree di rischio, associate ai valori di concentrazione LC_{50}, IDLH e IDLH/10. Le emissioni di composti pericolosi derivano spesso da rotture accidentali. A tal proposito è importante sottolineare che in letteratura scientifica sono riportati diversi dati relativi alle varie tipologie di rotture (rilasci da serbatoi, da tubazioni, da flange, da pompe, da valvole, etc.), ai fattori che le provocano, ai fori di emissione associati ed ai loro ratei di guasto (frequenze di accadimento).

4. Rilascio di ammoniaca anidra: ipotesi incidentali

Ai sensi del Regolamento CE n°1272/2008, per quanto concerne la tossicità acuta [3], l'ammonica anidra rientra nella categoria 3, a cui viene associata l'indicazione di pericolo H 331 (tossico se inalato), mentre considerando la corrosione cutanea essa ricade nella categoria 1 B, a cui corrisponde il codice H 314 (provoca gravi ustioni cutanee e gravi lesioni oculari). Nel presente lavoro sono state considerate le seguenti ipotesi incidentali, che provocano l'emissione di NH_3 anidra e la successiva formazione della nube tossica:

1) rilascio dall'accoppiamento flangiato, utilizzato per il collegamento al serbatoio di stoccaggio della tubazione di uscita dell'ammonica anidra;
2) rilascio da foro nella tubazione di uscita;

3) rottura catastrofica (a ghigliottina) della tubazione di uscita, che è ritenuta credibile solamente a causa di un urto esterno.
Tra i casi esaminati nel lavoro è stata considerata l'emissione da flangia, poiché ha una relativamente "alta" (si parla di un ordine di grandezza di 10^{-4}) probabilità di accadimento. Tra le cause, che possono generare rilasci dalle flange, abbiamo la presenza di momento flettente sulle tubazioni, il deterioramento per invecchiamento, serraggi successivi all'esposizione ad elevate temperature di esercizio, picchi di funzionamento esterni alla normale curva operativa, la rottura della guarnizione a causa di un carico eccessivo applicato durante l'installazione, etc.

I ratei di guasto sono stati desunti dalle indicazioni fornite dal Purple Book [4] relativamente agli LOCs (Loss of Containment events) e sono riportati in tabella 2.

Ipotesi incidentale	**Ratei di guasto**
rilascio da flangia	$5{,}9 \cdot 10^{-4}$ (eventi/anno)
foro nella tubazione	$5 \cdot 10^{-6}$ (eventi/m $\cdot$ anno)
rottura catastrofica della tubazione	$3 \cdot 10^{-7}$ (eventi/m $\cdot$ anno)

Tabella 2. Ratei di guasto delle ipotesi incidentali

Per lo studio della dispersione in atmosfera della nube sono stati individuati i parametri più rilevanti ai fini della variazione delle aree di rischio:
- le dimensioni dei fori di emissione (D_{foro});
- pressione e temperatura dell'ammoniaca al momento del rilascio;
- le condizioni meteorologiche, che determinano la classe di stabilità atmosferica.

Per l'individuazione del diametro della tubazione di uscita dell'ammoniaca anidra dal serbatoio di stoccaggio sono state analizzate diverse fonti informative, tra cui documentazione tecnica, disposizioni legislative vigenti, studi di settore, banche dati e rapporti di sicurezza. Alla fine è stato fissato in 2" il valore di tale diametro. I diametri assunti dei fori di rilascio sono uguali:
1) a 0,005 m per l'emissione da accoppiamento flangiato;
2) al 20% (D_{foro}=0,01 m) di quello della tubazione (foro), come suggerito dal World Bank [5];
3) a 2" per la rottura completa della tubazione.
La valutazione delle conseguenze dell'esposizione alla sostanza tossica (NH_3) è stata effettuata considerando i due accorpamenti meteorologici, riportati nel decreto sulla "Pianificazione di emergenza esterna" del Dipartimento della Protezione Civile, cioè D5 (classe di stabilità atmosferica neutra e velocità del vento pari a 5 m/s) ed F2 (classe di stabilità moderatamente stabile e velocità del vento pari a 2 m/s), e i seguenti valori di soglia per le concentrazioni:
- LC_{50} = 3000 ppm (2280 mg/m^3);
- IDLH= 300 ppm (228 mg/m^3);
- IDLH/10 = 30 ppm ($\cong$23 mg/m^3).

Nelle simulazioni effettuate, avendo considerato un territorio prevalentemente pianeggiante e con una non elevata presenza di ostacoli, si è assunta una rugosità superficiale del terreno di 0,03 m. Per quanto concerne i valori della temperatura e dell'umidità dell'aria la scelta è ricaduta su condizioni medie [6], che permettessero di coprire un vasto panorama di riferimento su scala nazionale.

4.1 Modellazione della dispersione della nube tossica

Poiché l'ammonica anidra viene stoccata sotto forma di gas liquefatto in pressione a temperature superiori a quella di ebollizione ($T_{EB_{NH_3}} = -33°C$), in caso di rilascio si verifica il flash di una parte della portata (m_{vap}) e la rimanente forma una sospensione di goccioline liquide (aerosol) nella nube, trascinate dai vapori, e una pozza liquida (portata di rain-out indicata con il termine $m_{rain\text{-}out}$):

$$m_{NH_{3(liquida)}} = m_{vap} + m_{aerosol} + m_{rain-out} \quad (1)$$

La massa di liquido trascinata nell'aerosol può essere considerevole e in molti casi pratici varia tra 1 e 2 volte quella che vaporizza direttamente a causa del flash. Quando viene rilasciato un gas liquefatto in pressione, il fenomeno della formazione dell'aerosol spesso determina che tutto il liquido uscente sia trascinato in forma di nube gassosa e che non si generi una pozza (si realizza pertanto un efflusso bifasico). Ne discende che la presenza di aerosol non solo aumenta la portata di vapori presente nella nube, ma soprattutto ne aumenta la densità sia per la presenza di goccioline, sia per l'abbassamento della temperatura della nube causata dall'evaporazione del liquido (che può eventualmente portare a una condensazione dell'umidità atmosferica con un'ulteriore aumento della densità della nube). Come conseguenza si verifica che nubi di gas, che normalmente sarebbero più leggere dell'aria (il peso molecolare dell'ammonica è pari a 17,03 kg/kmol e quindi è inferiore a quello dell'aria, che è di circa 29 kg/kmol), si comportano invece come gas densi. La modellazione del rilascio di una sostanza tossica e la conseguente stima delle ampiezze delle aree di rischio prevede due fasi, che sono, rispettivamente, la determinazione della portata emessa (modello sorgente) e lo studio della dispersione in atmosfera del composto. Entrambe sono state analizzate mediante il software Aloha, elaborato dall'EPA, che calcola la portata massica rilasciata mediante l'Homogeneous Non Equilibrium Model, trascurando la frazione di rain-out. L'output di questo primo step della simulazione costituisce l'input, insieme alle condizioni meteorologiche del sito, per l'applicazione del modello relativo alla studio dell'andamento del campo di concentrazione di NH_3 a partire dal punto di emissione. Per lo studio della dispersione atmosferica della nube tossica e la determinazione delle aree citate nel paragrafo 1 è stato selezionato il modello di Degadis, dal momento che le condizioni di stoccaggio ($T_{NH_3} = 293{,}15\,\text{K}$ e $p_{NH_3} = 8{,}6\,\text{bar}$) dell'ammonica anidra generano un efflusso bifasico e quindi una nube, avente densità maggiore rispetto a quella dell'aria a 20°C (ρ_{aria}=1,205 kg/m^3) a causa della consistente presenza di aerosol. Solamente dopo un'efficace azione di diluizione dell'aria si verificherà la transizione da gas denso a neutro. L'origine del sistema cartesiano, utilizzato per schematizzare il rilascio, coincide con il punto di emissione di NH_3 anidra e l'asse delle ascisse indica la distanza sottovento (si vedano le figure da 1 a 6), cioè quella percorsa dalla massa aeriforme nella direzione del vento. I parametri selezionati per le simulazioni sono riportati in tabella 3.

	Parametro	Valore
Tubazione	Diametro	2”
Serbatoio di stoccaggio (NH_3 anidra)	Volume	25 m^3
	Grado di riempimento	85%
Condizioni operative	Pressione di stoccaggio	8,6 bar
	Temperatura di stoccaggio	293,15 K
Tipologia di danno	D_{foro} (emissione da flangia)	0,005 m
	D_{foro} (foro nella tubazione)	0,01 m
	D_{foro} (rottura a ghigliottina)	0,051 m (2”)
Terreno	Rugosità superficiale	0,03 m
Condizioni meteorologiche	Classe di stabilità atmosferica	D5
		F2
	Temperatura esterna	293,15 K
	Umidità relativa	50%

Tabella 3. Parametri di riferimento per le simulazioni

5. Risultati e discussione

La modellazione del rilascio dell’ammoniaca anidra è stata effettuata per rottura della guarnizione dell’accoppiamento flangiato, per foro nella tubazione di uscita e per rottura catastrofica (a ghigliottina) della stessa. Nelle successive figure si riportano le aree di rischio relative ai casi studiati (le figure 1 e 2 si riferiscono alla perdita da flangia, le figure 3 e 4 a quella del foro nella tubazione ed infine le figure 5 e 6 alla completa rottura). In giallo sono state rappresentate le zone di “attenzione”, in arancione (con puntini interni) quelle di “danno” ed infine in rosso (anche in questo caso sono presenti puntini interni) quelle di “sicuro impatto”.

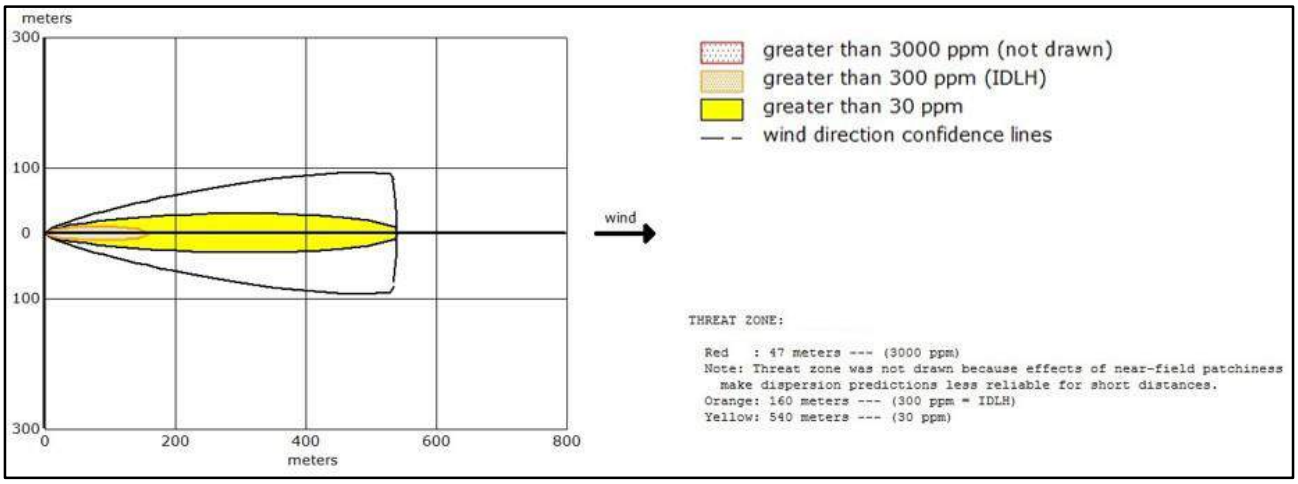


Figura 1. Rilascio da flangia (classe di stabilità atmosferica D5)

Il luogo dei punti, contenuti all’interno delle superfici individuate, è caratterizzato dal fatto che la concentrazione di NH_3 è superiore ai valori di soglia stabiliti per le singole aree. Le estensioni delle zone di rischio dipendono dall’area di rilascio e quindi dalla portata fuoriuscita e dalla classe di stabilità atmosferica. A parità di classe l’incremento del foro determina un aumento delle tre aree, così come è riscontrabile che, a parità di superficie di emissione, il passaggio dalla condizione D5 a F2 ha come diretta causa la maggiorazione delle estensioni delle regioni esaminate. L’influenza della velocità del vento può essere intuita schematizzando in maniera semplificata il fenomeno della dispersione atmosferica

come una miscelazione tra la corrente scaricata dalla sorgente e la corrente di aria trasportata dal vento. Tanto maggiore è la velocità del vento, tanto maggiore è la portata di aria e quindi la diluizione del composto scaricato e la conseguente contrazione delle aree di rischio. Riferendosi ai valori di soglia LC_{50} e IDLH ed alla situazione più sfavorevole di dispersione della nube tossica (F2) l'area di sicuro impatto è compresa nel range 77-927 m, mentre quella di danno oscilla tra 304 m e 3100 m. Pertanto gli effetti dell'evento incidentale potrebbero interessare anche zone esterne al complesso industriale. I valori maggiori sono relativi alla completa rottura della tubazione, la cui probabilità di accadimento è, però, la più bassa tra le ipotesi esaminate. Le linee tratteggiate (wind direction confidence lines), presenti nei diagrammi e dipendenti dalla direzione del vento, delimitano la regione, in cui si registra una percentuale pari al 95% di probabilità di presenza della nube tossica. I risultati della simulazione condotta mediante Aloha tendono a sovrastimare le estensioni delle aree di rischio, poiché si considera che tutta la portata liquida di NH_3 fuoriuscita vada a formare la nube, trascurando pertanto la frazione di rain-out ($\eta_{rain\text{-}out}$), che genera la pozza, dalla quale successivamente evapora l'ammoniaca a causa dello scambio termico con il bacino. A tal proposito è stata ricavato il parametro $\eta_{rain\text{-}out}$, calcolando inizialmente la frazione (x_{vap}) di NH_3, che subisce "flash" (si assume che il processo sia isoentalpico):

$$x_{vap} = c_{p_{NH_3}(l)} \cdot \frac{T - T_{EB_{NH_3}}}{\lambda_{V_{NH_3}}} = 4760 \cdot \frac{293{,}15 - 240{,}15}{1370000} = 0{,}184 \rightarrow (18{,}4\%) \quad (2)$$

In cui $c_{p_{NH_3}(l)}$ (4760 J/kg K) indica il calore specifico dell'ammonica liquida a 20°C, T (293,15 K) la sua temperatura iniziale, $T_{EB_{NH_3}}$ quella di ebollizione e $\lambda_{V_{NH_3}}$ ($1370 \cdot 10^3$ J/kg) il suo calore latente di vaporizzazione, riferito a $T_{EB_{NH_3}}$. Successivamente si è utilizzato il modello Dow [7], che lega la frazione, che vaporizza a quella che forma il rilascio liquido ($\eta_{Rain-out}$):

$$\eta_{Rain-out} = 1 - \left(5 \cdot x_{vap}\right) \rightarrow x_{vap} < 0{,}2 \quad (3)$$

$$\eta_{Rain-out} = 0 \rightarrow x_{vap} \geq 0{,}2 \quad (4)$$

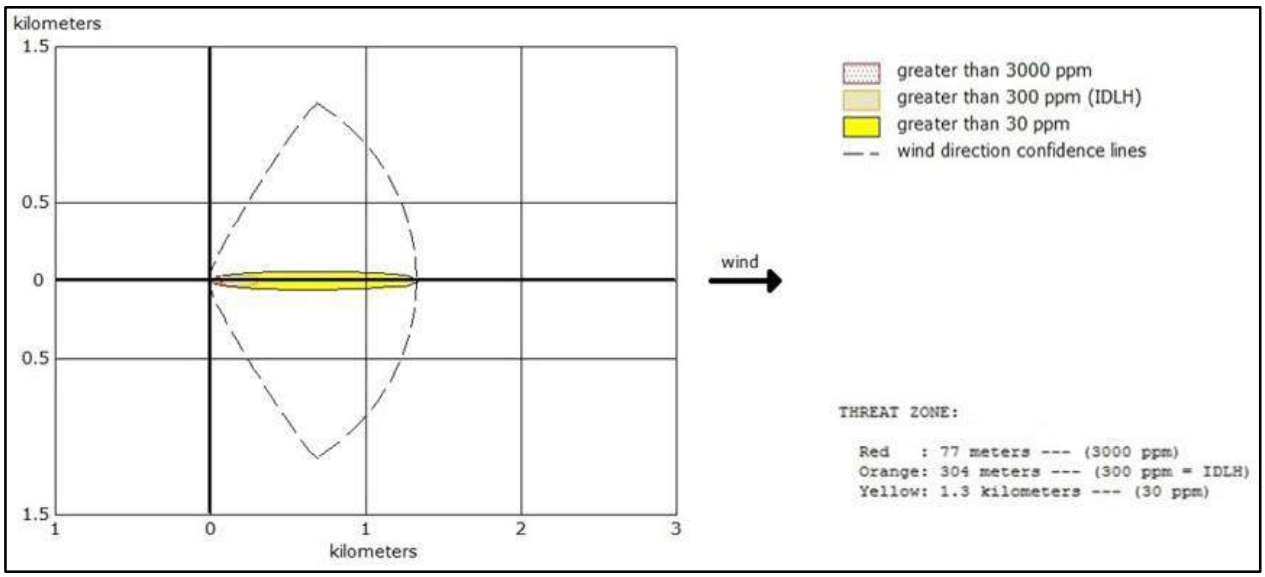


Figura 2. Rilascio da flangia (classe di stabilità atmosferica F2)

Poiché x_{vap} risulta minore di 0,2 è stata utilizzata l'equazione 3, che ha fornito un valore percentuale della portata emessa, che resta inizialmente liquida, pari a 0,08 (8% di quella

totale, che fuoriesce). Questo risultato è valido per tutti e sei i casi studiati, dal momento che i parametri, presenti nell'equazione 2, sono costanti e quindi rimane invariato x_{vap}.

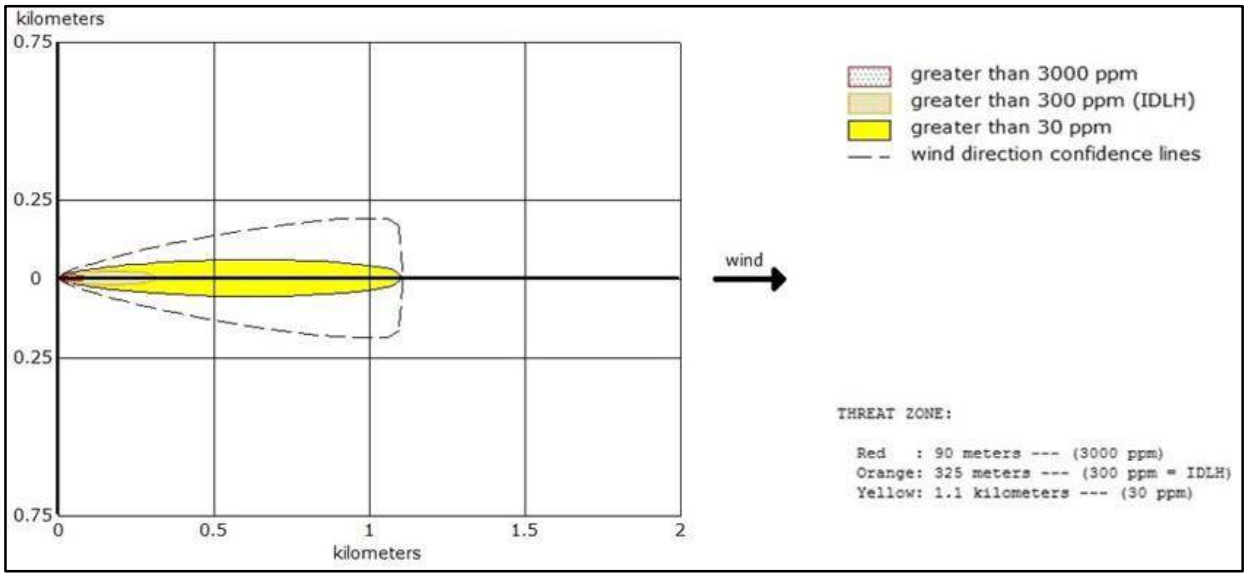


Figura 3. Rilascio da foro nella tubazione (classe di stabilità atmosferica D5)

Pertanto circa il 92% dell'ammoniaca anidra emessa forma la nube tossica, in cui il termine preponderante (si veda l'equazione 1) a livello di composizione è l'aerosol (la sua percentuale è pari al 73,6%).

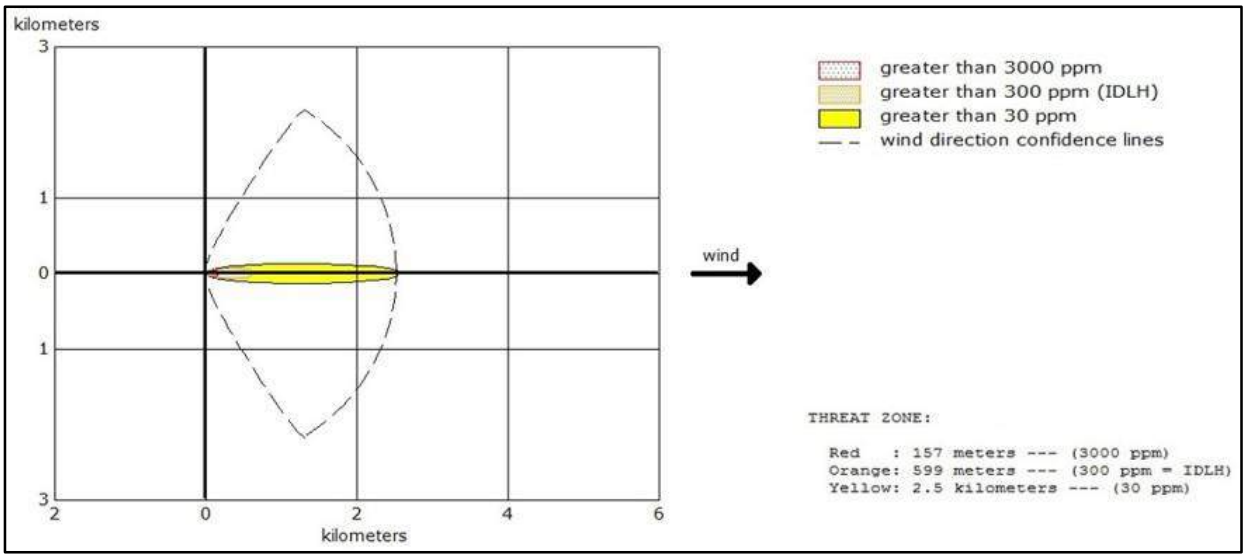


Figura 4. Rilascio da foro nella tubazione (classe di stabilità atmosferica F2)

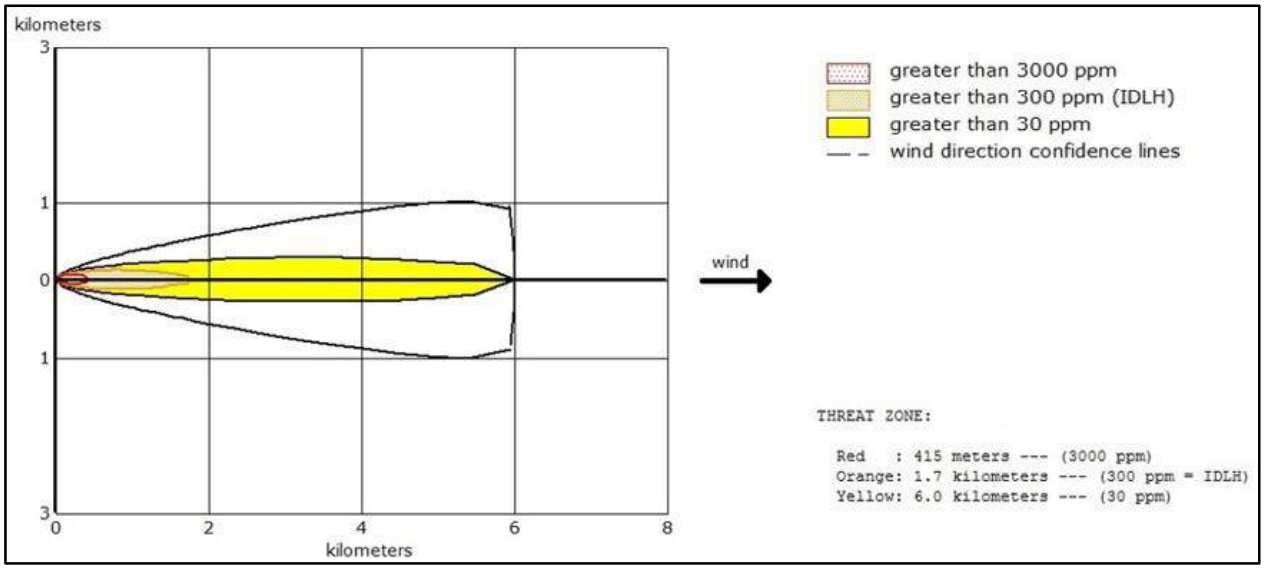


Figura 5. Rottura catastrofica della tubazione (classe di stabilità atmosferica D5)

In tabella 4 si riportano le ampiezze delle aree di rischio calcolate e i quantitativi massici rilasciati per i tre casi studiati.

Tipologia di rottura	Massa rilasciata (kg)	Classe di stabilità atmosferica	Distanza (m) di sicuro impatto (LC_{50})	Distanza (m) di danno (IDLH)	Distanza (m) di attenzione (IDLH/10)
emissione da accoppiamento flangiato	438	D5	47	160	540
		F2	77	304	1300
emissione da foro nella tubazione	1744	D5	90	325	1100
		F2	157	599	2500
rottura catastrofica della tubazione	12354	D5	415	1700	6000
		F2	927	3100	>10000

Tabella 4. Risultati (estensione delle aree di rischio)

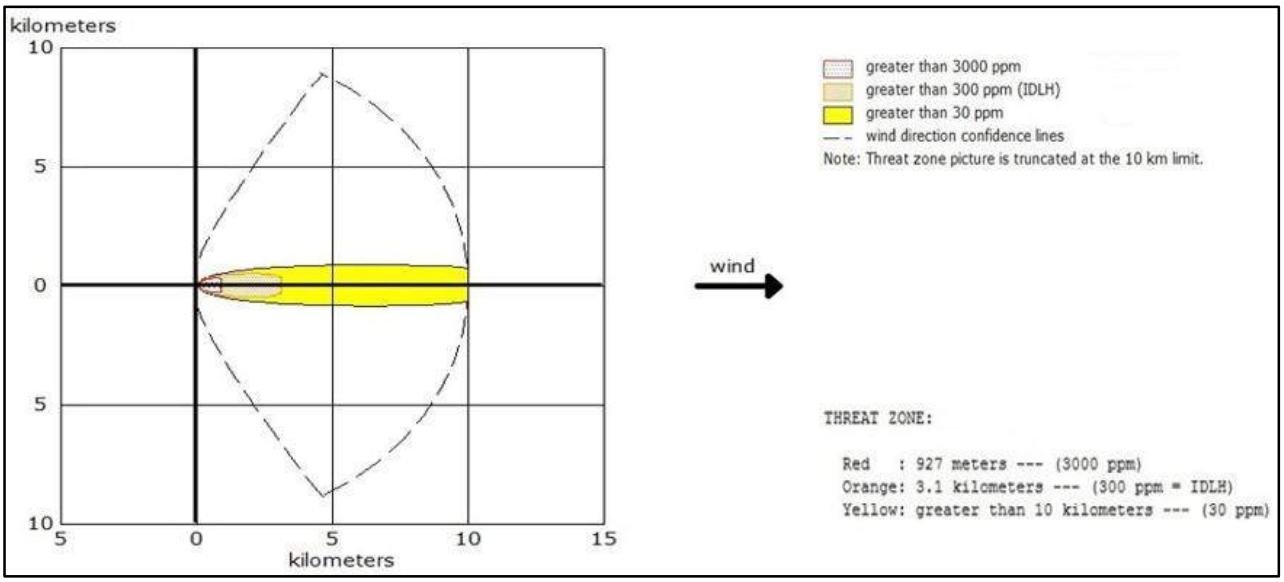


Figura 6. Rottura catastrofica della tubazione (classe di stabilità atmosferica F2)

6. Conclusioni

La valutazione delle conseguenze del rilascio di una sostanza tossica (ammoniaca anidra) è stata effettuata, basandosi sulle aree di rischio definite negli impianti a rischio di incidente rilevante relativamente ai livelli di soglia considerati pericolosi per la salute umana. Prima di procedere alla simulazione della dispersione in atmosfera di un composto tossico bisogna conoscere le sue principali proprietà chimico-fisiche e condizioni operative, che influenzano la tipologia di efflusso (gassoso, bifasico, etc.) in modo da selezionare il modello più appropriato per lo studio del moto della nube. Questa fase iniziale consente di ridurre l'inevitabile margine di incertezza (basti pensare al fatto che non sussiste un unanime accordo per la stima dei fori di emissione derivanti dalle varie rotture possibili) insito nei vari modelli predittivi. Nonostante questo aspetto l'approccio metodologico, descritto nel presente lavoro, può costituire un punto di riferimento per il miglioramento delle metodiche di analisi delle conseguenze derivanti da rilasci tossici (con particolare riferimento ai gas liquefatti in pressione a temperature superiori a quella di ebollizione), soprattutto ai fini della stesura del rapporto di sicurezza, del piano di emergenza esterna e dei vincoli di compatibilità territoriale, a cui sono soggetti gli impianti Seveso.

Bibliografia

[1] D.M. 9 Maggio 2001 "Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante" (Suppl. ord. alla G. U. n. 138 del 10 Giugno 2001).

[2] D.P.C.M. 25 Febbraio 2005 "Linee Guida per la predisposizione del piano di emergenza esterna di cui all'articolo 20, comma 4, del decreto legislativo 17 Agosto 1999, n. 334" (Suppl. alla G.U. n. 62 del 16 Marzo 2005).

[3] Lauri R. Modello per la valutazione delle conseguenze derivanti dal rilascio di ammoniaca gassosa in impianto DeNO$_X$. La Termotecnica, Ottobre 2015;8:43-46.

[4] CPR. Guideline for quantitative risk assessment -Purple book. Dicembre 2005, pagg. 47-48.

[5] World Bank. Manual of Industrial Hazard Assessment Techniques. 1985.

[6] Gariazzo C, Leitl B, Trini Castelli S, Baumann-Stanzer K, Reisin TG, Barmpas F, Tinarelli G, Milliez CM, Armand P. Cost Action Es1006. Evaluation, Improvement and Guidance of Local-Scale Emergency Prediction and Response Tools for Airborne Hazards in Built Environments: Ongoing Activities, Experiments and Recent Results. CET, 2014;36:529-534.

[7] Woodward JL. Estimating the flammable mass of a vapor cloud. AICHe. New York, 1998:51-52.

Caratterizzazione statistica del "Settore Seveso"

A. Nebbioso*, C. Simeoni *, P. Iacono**, G. Saputi**

*Inail - DIT
**Inail - Direzione Centrale Ricerca

Sommario

Non è facile rappresentare la reale dimensione del settore Seveso in Italia, per il suo carattere "trasversale". L'applicazione della Direttiva Seveso, infatti, coinvolge oltre mille stabilimenti industriali identificati soltanto in base ai quantitativi di sostanze classificate pericolose presenti all'interno di ognuno, non dipendendo, perciò, né dalle dimensioni aziendali né dalla tipologia industriale. Le sostanze pericolose indicate nella Direttiva Seveso sono presenti in numerosi processi industriali che ricadono in diversi settori di attività economica. D'altro canto non tutte le attività di uno specifico settore sono soggette alla normativa Seveso.
Lo scopo del presente lavoro è stato quello di studiare una metodologia per il reperimento delle informazioni specifiche al fine di comprendere quale sia l'effettiva dimensione nascosta del settore, superando le difficoltà indotte dalla trasversalità rispetto alle codifiche ATECO normalmente utilizzate e utilizzando il dato statistico relativo alla sovrapposizione tra Sicurezza del Lavoro e Rischio Industriale, ottenuto attraverso l'analisi congiunta delle banche dati esistenti e delle informazioni tratte dalle banche dati INAIL. L'attenzione viene posta sui lavoratori, a differenza della maggior parte degli studi e delle pubblicazioni sulla materia Seveso che viene, invece, prodotta partendo dall'approccio ambientalista. In particolare si presentano i risultati di elaborazioni e analisi statistiche che consentono di fotografare il settore Seveso da diversi punti di vista: impatto sul territorio, infortunistico e di sicurezza.

1. Introduzione

La Direttiva Seveso (direttiva 96/82/CE ora direttiva 2012/18/UE) ha garantito negli anni la sicurezza rispetto ai pericoli di incidenti rilevanti.
Le informazioni reperibili rispetto all'argomento SEVESO sono spesso incentrate su aspetti di prevenzione ambientale legati alla presenza di sostanze pericolose all'interno degli stabilimenti.
La direttiva, molto importante in alcuni settori industriali, nonostante sia accompagnata da una percezione positiva, influenza molte questioni tecniche e organizzative con riflessi economici anche significativi. È quindi essenziale mettere in luce quali siano i benefici dei quali aziende e comunità possano giovarne. Al momento ci sono pochi studi statistici sugli incidenti rilevanti effettivamente registrati, secondo la legislazione Seveso. Vi è, d'altro canto, una mancanza di studi sugli effetti collaterali della legislazione Seveso, per il miglioramento delle prestazioni di sicurezza quali ad esempio lo studio degli incidenti minori.
La maggior parte dei dati disponibili in fonti aperte sono basate sul sistema di classificazione standard NACE europea, che stabilisce la nomenclatura delle attività economico/industriali. In Italia l'ISTAT traduce i codici NACE con la classificazione ATECO. La classificazione degli impianti ricadenti della direttiva Seveso, è guidata dalla presenza, all'interno dei singoli stabilimenti, di quantitativi di sostanze classificate pericolose ed indicate negli allegati della Direttiva stessa, indipendentemente dal tipo di attività. Va specificato, inoltre, che la legislazione Seveso si applica agli stabilimenti, intesi come unità ben individuata da limiti

fisici; mentre i codici ATECO si applicano alle Aziende, che sono realtà organizzative non necessariamente legate ad un'unica struttura fisica.
È difficile, quindi, abbinare dati provenienti da fonti eterogenee, per ricavare informazioni riconducibili al solo "settore SEVESO" ed è proprio questa la causa dell'assenza di studi statistici specifici.
Per colmare questa lacuna si è pensato di effettuare uno studio che mettesse in relazione le informazioni disponibili sugli stabilimenti classificati SEVESO con la base dati statistica dell'INAIL, costituita da un notevole numero informazioni registrate negli archivi gestionali, riguardanti le aziende assicurate, i lavoratori assicurati, gli infortuni e malattie professionali.
La delimitazione di un "settore Seveso", seppure trasversale rispetto alle classificazioni ATECO, ha perfettamente senso. Pur nella loro diversità gli stabilimenti Seveso condividono lo stesso sistema di gestione, gli stessi modelli di identificazione, analisi e valutazione quantitativa dei rischi.

2. Materiali e metodi

Il lavoro è stato condotto integrando tutte le informazioni raccolte grazie allo svolgimento di attività istituzionali svolte in materia Seveso (visite ispettive, RdS - Rapporti di Sicurezza - e sopralluoghi post incidente) con i contenuti di diverse banche dati, principalmente di gestione INAIL e MATTM.
"L'inventario nazionale degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante", predisposto dalla Direzione Generale per le Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali - Divisione III - Rischio rilevante e autorizzazione integrata ambientale del MATTM, redatto in collaborazione con il Servizio Rischio Industriale di ISPRA, contiene informazioni molto dettagliate sulle Direttive Seveso e sui decreti legislativi di recepimento e sulla documentazione relativa agli stabilimenti a rischio di incidente rilevante. In particolare, per ogni regione è possibile trovare l'elenco degli stabilimenti RIR (Rischio Incidenti Rilevanti) in essa presenti e per ciascuno di essi le informazioni relative a Provincia, Comune, Località, Codice ministero, Ragione sociale, Attività. Oltre alle schede regionali è presente anche una scheda nazionale che fornisce una sintesi numerica degli stabilimenti RIR presenti sul territorio italiano. Partendo dai sopra menzionati elenchi, sono stati rintracciati tutti i codici fiscali e le partite IVA dei 1110 stabilimenti RIR grazie all'interrogazione del Registro Nazionale delle Imprese e della banca dati SIDPI dell'INAIL che gestisce tutte le basi dati territoriali sia dal punto di vista tecnico che da quello legato allo storico delle verifiche sugli apparecchi/impianti effettuate da parte dell'Istituto. SIDPI raccoglie, inoltre, i dati relativi alle attrezzature di lavoro classificate nei macro settori "Pressione, Riscaldamento, Sollevamento e Terra", nonché la loro dislocazione sul territorio e ciò ha consentito di individuare le informazioni relative alla sezione del settore SEVESO riguardante gli impianti in pressione sintetizzate nelle tabelle descritte nel prosieguo della presente memoria. I dati sulle denunce di infortunio, necessari alla caratterizzazione del settore, sono stati forniti dalla Consulenza Statistica Attuariale dell'INAIL, sulla base dei codici fiscali e delle partite IVA delle aziende. Si sottolinea che tali dati riguardano gli infortuni associati alle aziende e non ai singoli stabilimenti (786 aziende, 1110 stabilimenti).
Ai fini dell'allineamento temporale dell'inventario nazionale degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante con la banca dati dell'Istituto, sono stati presi in considerazione gli elenchi regionali degli stabilimenti SEVESO redatti prima dell'ultimo aggiornamento effettuato dal MATTM (maggio 2015) in quanto i dati INAIL disponibili erano relativi al quinquennio 2010-2014. I dati riguardanti le denunce di infortunio scaturite dallo svolgimento di attività tecniche e amministrative svolte all'interno degli stabilimenti sono stati aggregati tenendo in considerazione le modalità tipiche della *mission* istituzionale ed in particolare facendo riferimento alla tariffa, alla gestione tariffaria e al grande gruppo tariffario. Ai fini di facilitare

la lettura delle tabelle e dei grafici presentati nei paragrafi che seguiranno, si fornisce la definizione ufficiale per ognuna di esse:

- *tariffa*: in generale è una funzione che associa a un insieme di parametri il premio. Nel linguaggio speciale dell'INAIL, si hanno 4 tariffe, ciascuna specifica di una *gestione tariffaria* (della gestione principale *industria e servizi*): per l'*industria*, per l'*artigianato*, per il *terziario*, per le *altre attività*. In ciascuna gestione i parametri sono relativi al tipo di *lavorazione*, che qualifica la *voce* di tariffa; alla voce (lavorazione) è associato il *tasso di premio*; le voci sono raggruppate per livelli successivi in "gruppi tariffari", il livello ultimo di aggregazione è dato dal grande gruppo tariffario; sono considerati 10 *grandi gruppi tariffari*;
- *gestione tariffaria:* è un raggruppamento di *voci* di *tariffa*;
- *grande gruppo tariffario:* è la classe di aggregazione di livello più alto delle *voci* delle 4 *tariffe* della gestione *industria e servizi* (*industria, artigianato, terziario, altre attività*); sono definite 10 classi di aggregazione, che aggregano le *lavorazioni* (*voce*) di ciascuna tariffa per comparti produttivi omogenei (1 - lavorazioni agricole e alimenti; 2 - chimica, carta e cuoi; 3 - costruzioni e impianti; 4 - energia e comunicazioni; 5 - legno e affini; 6 - metalli e macchinari; 7 - mineraria rocce e vetro; 8 - tessile e confezioni; 9 - trasporti e magazzini; 0 - attività varie). Va segnalato che il grande gruppo tariffario può contenere *voci* diverse per *tariffe* diverse.

3. Risultati

Dall'analisi territoriale, riportata in fig.1, risulta evidente che la maggior parte degli stabilimenti interessati dalla direttiva SEVESO è localizzata in Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna.

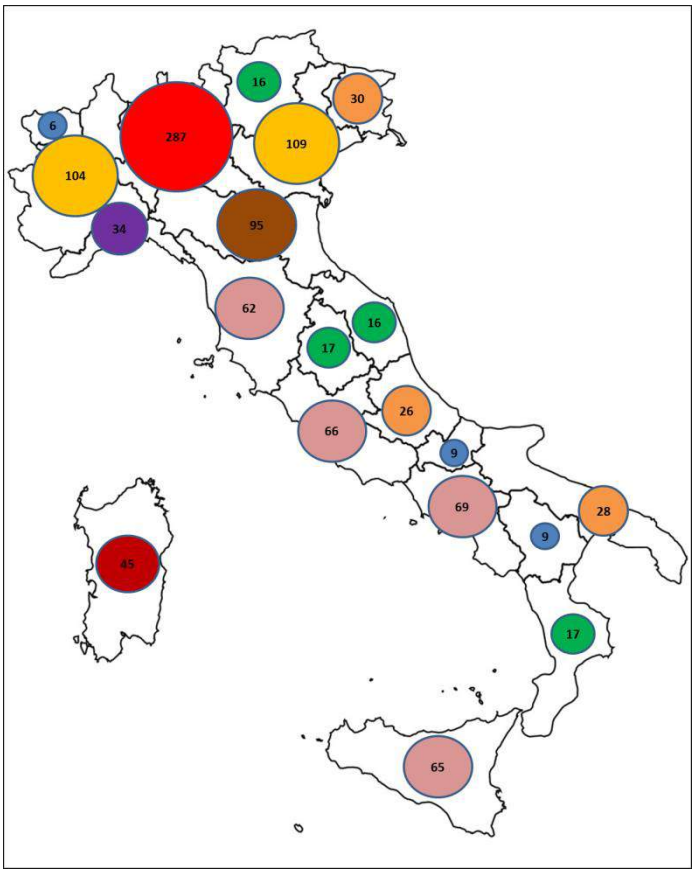


Grafico 1. Distribuzione territoriale degli impianti SEVESO

In linea con il grafico precedente, è il risultato dell'analisi territoriale delle denunce di infortunio. Nel grafico successivo, infatti, emerge che le Regioni a nord-ovest sono quelle con la frequenza assoluta più elevata.

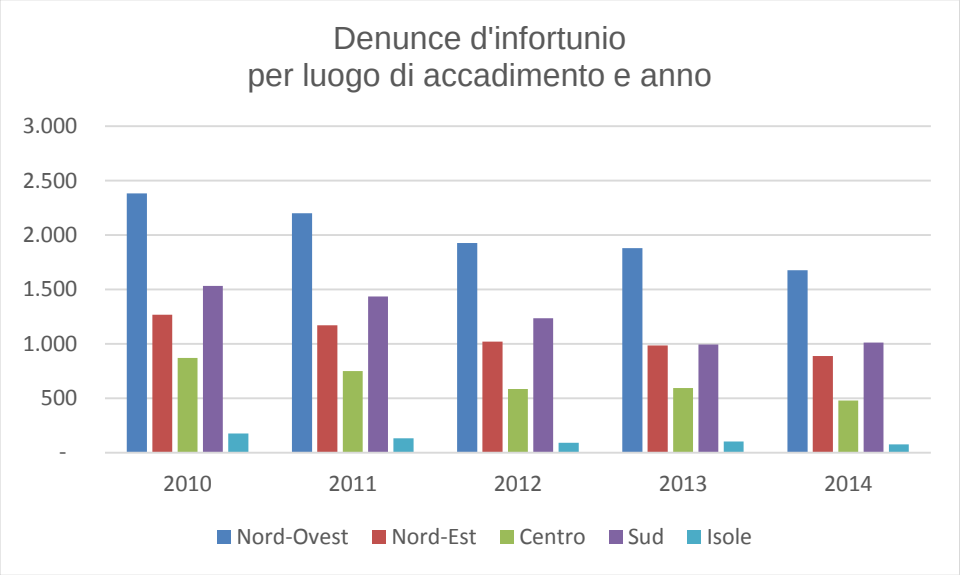


Grafico 2. Denunce d'infortunio per luogo di accadimento e anno

La distribuzione delle attività caratterizzanti gli stabilimenti analizzati, in totale 1110, è riassunta nella tabella seguente:

Acciaierie e impianti metallurgici	30
Centrale termoelettrica	46
Deposito (esplosivi, fitofarmaci, gas liquefatti, tossici e oli minerali)	440
Distillazione	13
Galvanotecnica	128
Impianti GNL	3
Impianti di trattamento e recupero	24
Produzione e/o deposito (esplosivi e gas tecnici)	110
Raffinazione di petrolio	15
Chimico o petrolchimico	262
Stoccaggio sotterraneo	12
Altro (ad es. laboratori di ricerca, logistica, ecc.)	46

Tabella 1. Numero degli stabilimenti per tipologia di attività

Come si evince dalla tabella 2, la modalità più frequente di accadimento dell'infortunio è "In occasione di lavoro" per tutto l'intervallo di tempo esaminato. Nello specifico, per ogni anno circa l'80% delle denunce si concentra nella sezione "Senza mezzo di trasporto" ossia quando il lavoratore svolge la propria attività, sia amministrativa che tecnica, all'interno dello stabilimento.

	2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
In occasione di lavoro	5.195	4.768	4.026	3.714	3.285
senza mezzo di trasporto	4.992	4.578	3.907	3.618	3.176
con mezzo di trasporto	203	190	119	96	109
In itinere	1.037	922	834	840	846
senza mezzo di trasporto	165	138	166	168	171
con mezzo di trasporto	872	784	668	672	675
Totale	**6.232**	**5.690**	**4.860**	**4.554**	**4.131**

Tabella 2. Denunce d'infortunio per modalità di accadimento e anno di accadimento

Pertanto l'analisi si è focalizzata su quest'ultima modalità, analizzandola dal punto di vista della gestione tariffaria, che per "industria e servizi" è disaggregata in Industria, Artigianato, Terziario e Altre attività.

	2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
Industria	4.759	4.348	3.733	3.453	3.020
Artigianato	10	10	4	7	11
Terziario	160	158	118	108	113
Altre attività	63	62	52	50	32
Totale	**4992**	**4578**	**3907**	**3618**	**3176**

Tabella 3. Denunce d'infortunio - in occasione di lavoro senza mezzo di trasporto - per gestione tariffaria e anno di accadimento.

La gestione tariffaria con maggior numero di denunce è quella dell'Industria con frequenze maggiori del 95% rispetto al totale per anno.
Più in dettaglio, analizzando anche il grande gruppo tariffario, dal punto di vista INAIL, le denunce legate all'espletamento delle attività, sia tecniche che amministrative, all'interno degli stabilimenti SEVESO, ricadono per la maggior parte nel GG6 e GG2 (rispettivamente 62% e 19%).

	2010		2011		2012		2013		2014	
Grande Gruppo Tariffario	n	%	n	%	n	%	n	%	n	%
GG1 Lav. agricole e alimenti	64	1,3	55	1,2	49	1,3	43	1,2	44	1,4
GG2 Chimica, carta e cuoi	941	19,1	908	20,2	768	20,0	752	21,3	699	22,5
GG3 Costruzioni e impianti	67	1,4	55	1,2	49	1,3	39	1,1	30	1,0
GG4 Energia e comunicazioni	51	1,0	40	0,9	35	0,9	34	1,0	28	0,9
GG5 Legno e affini	55	1,1	55	1,2	39	1,0	39	1,1	48	1,6
GG6 Metalli e macchinari	3.075	62,5	2.755	61,2	2.331	60,7	2.219	62,9	1.835	59,1
GG7 Mineraria, rocce e vetro	11	0,2	16	0,4	9	0,2	7	0,2	6	0,2
GG8 Tessile e confezioni	11	0,2	14	0,3	4	0,1	5	0,1	2	0,1
GG9 Trasporti e magazzini	97	1,9	76	1,7	85	2,2	74	2,1	77	2,5
GG0 Attività varie	443	9,0	394	8,8	362	9,4	242	6,9	232	7,5
X Non determinato	107	2,2	134	2,9	107	2,8	72	2,0	105	3,4
Totale	**4.922**		**4.502**		**3.838**		**3.526**		**3.106**	

Tabella 4. Denunce d'infortunio - in occasione di lavoro senza mezzo di trasporto Gestione tariffaria INDUSTRIA

Nell’ambito della classificazione delle attività economiche ATECO si è proceduto ad individuare quelle voci che, per tipo di attività, comportano, con molta probabilità, la presenza di apparecchiature a pressione.
È risultato che dal 2010 al 2014 l’INAIL, attraverso le Unità Operative Territoriali, ha proceduto a verificare 11.523 apparecchi a pressione delle tipologie di seguito indicate situati all’interno dei siti Seveso presenti sul territorio nazionale.

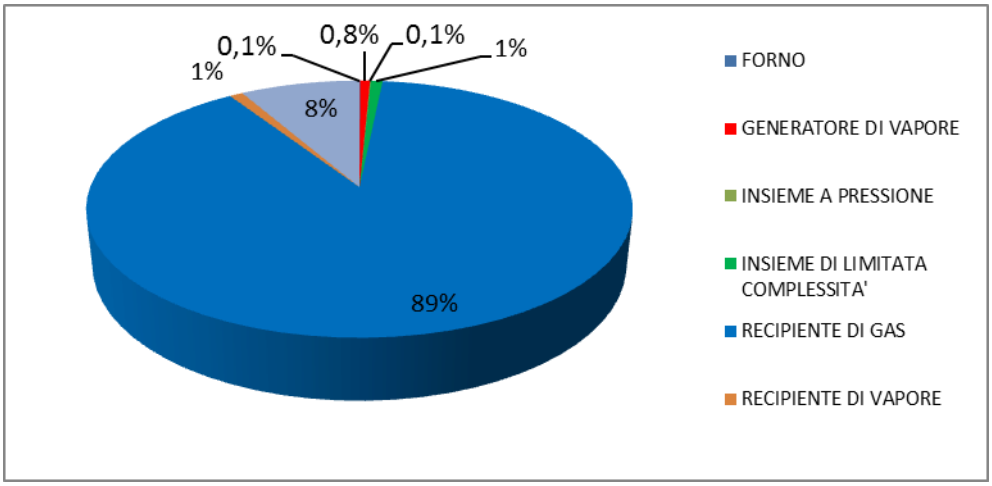


Grafico 3. Tipologia di apparecchi a pressione verificati

La distribuzione di tali apparecchiature sul territorio nazionale viene sintetizzata nei seguenti diagrammi:

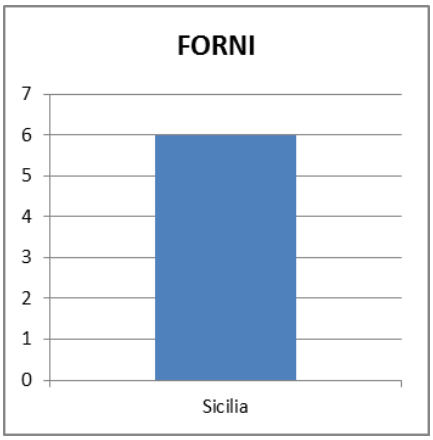


Grafico 4

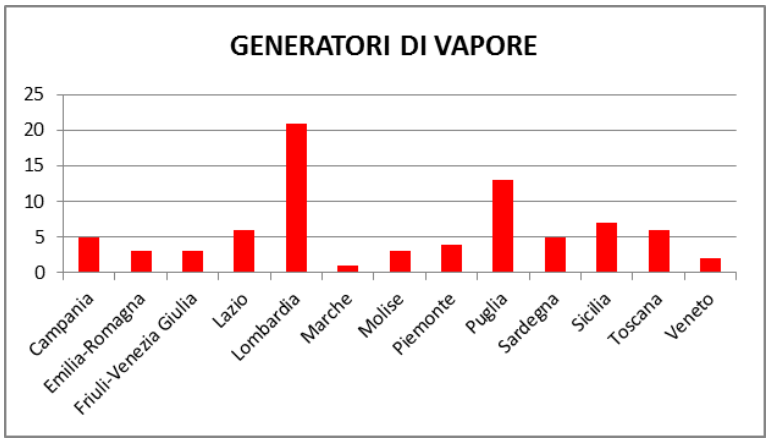


Grafico 5

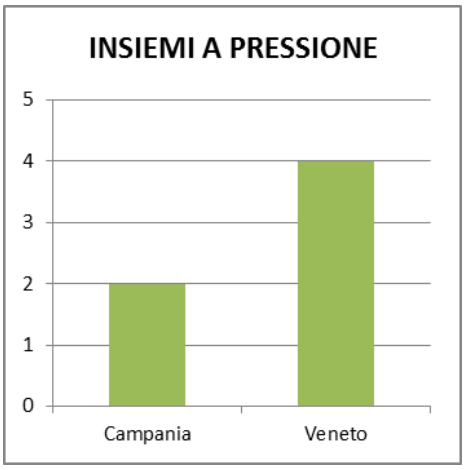


Grafico 6

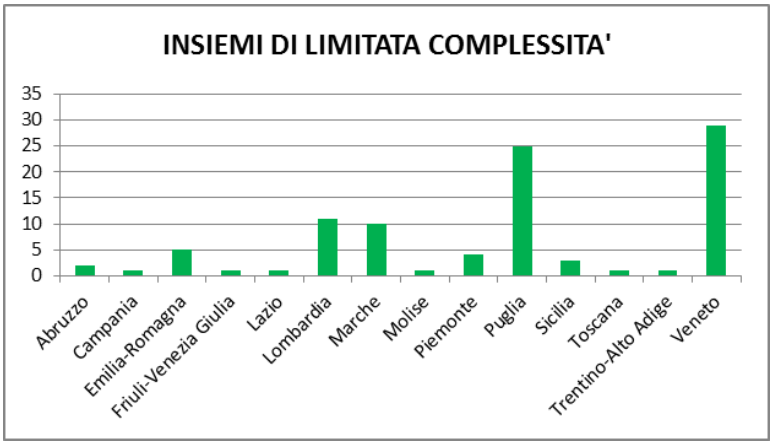


Grafico 7

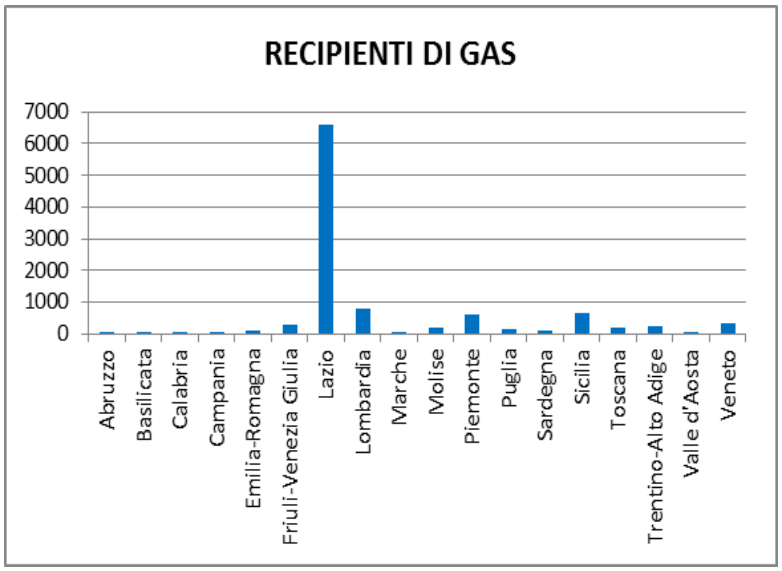


Grafico 8

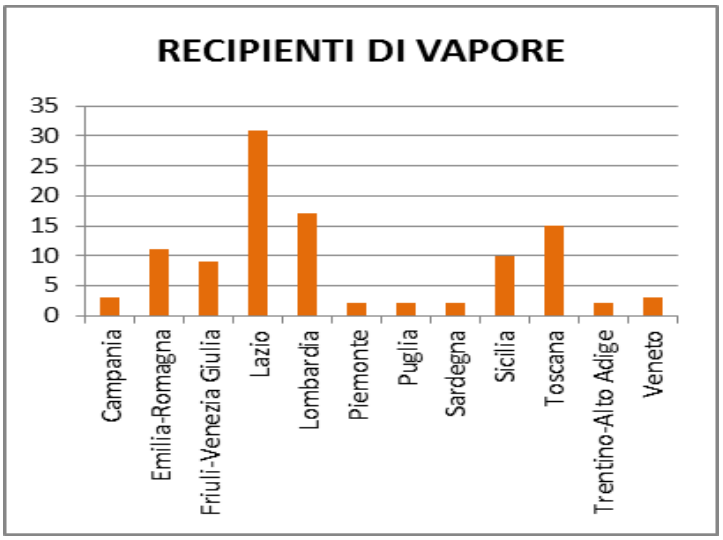


Grafico 9

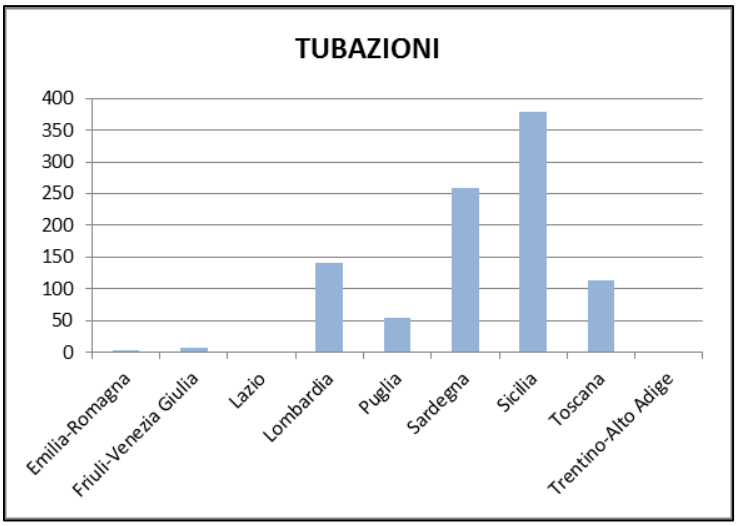


Grafico 10

Per quanto sopra si è confrontato il dato nazionale del 2014, con il dato estratto solo per gli stabilimenti individuati, ottenendo la percentuale sul totale delle denunce provenienti da attività che prevedono la presenza di apparecchiature a pressione ed appartenenti nel contempo al “settore Seveso”.
Anche se in termini assoluti il settore di attività economica con la frequenza maggiore di denunce è il C24 Metallurgia, in termini percentuali nel C19 quasi il 50 delle denunce proviene da impianti ricadenti in SEVESO.

	Totale nazionale	Settore SEVESO	% sul totale nazionale
C 11 Industria delle bevande	612	23	3,8
C 13 Industrie tessili	1724	11	0,6
C 17 Fabbricazione di carta e di prodotti di carta	1661	19	1,1
C 19 Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio	134	65	48,5
C 20 Fabbricazione di prodotti chimici	1645	353	21,5
C 21 Fabbricazione di prodotti farmaceutici di base e di preparati farmaceutici	766	144	18,8
C 24 Metallurgia	5176	1328	25,7
C 25 Fabbricazione di prodotti in metallo (esclusi macchinari e attrezzature)	17772	218	1,2
Totale	29490	2161	7,3

Tabella 5. Confronto delle denunce in occasione di lavoro totali gestione tariffaria industria e servizi 2014

Come ultimo aspetto, ma ovviamente ultimo non in ordine di importanza, il numero delle denunce di infortunio con esito mortale, risulta essere costante negli anni e molto esiguo.

	2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
In occasione di lavoro	8	6	6	5	5
senza mezzo di trasporto	5	6	3	4	4
con mezzo di trasporto	3	-	3	1	1
In itinere	3	4	2	5	1
senza mezzo di trasporto	-	2	-	-	-
con mezzo di trasporto	3	2	2	5	1
Totale	**11**	**10**	**8**	**10**	**6**

Tabella 6. Denunce d'infortunio con esito mortale per modalità di accadimento e anno di accadimento

4. Conclusioni

Attraverso l'analisi si è ottenuta una fotografia del settore Seveso, riguardante aspetti non legati all'ambiente, ma più direttamente alla caratterizzazione della sicurezza.
Gli impianti Seveso interessano tutto il territorio Nazionale, con una maggiore concentrazione nelle regioni a vocazione industriale.
Dalle analisi sintetizzate nel paragrafo precedente, risulta evidente che il settore SEVESO possa essere considerato un settore "sicuro" in termini infortunistici. La percentuale delle denunce di infortunio da parte degli stabilimenti RIR nei vari settori ATECO osservati, infatti,

risulta essere molto bassa rispetto al dato nazionale. Ciò è avvalorato anche dagli infortuni mortali accaduti nel quinquennio che, fortunatamente, risulta essere molto esiguo.
Una ulteriore considerazione rispetto ai dati distribuiti nei Grandi Gruppi Tariffari per la gestione Industria. Una percentuale elevata di infortuni viene classificata nel GG2 (chimica carta e cuoi) coerentemente con la forte presenza di stabilimenti nel settore chimico. Ma un dato che emerge è l'alta percentuale degli impianti nel grande gruppo metalli e macchinari che raccoglie in media il 50 degli infortuni denunciati.
Non è stato possibile procedere con la discriminazione dei dati dal punto di vista delle specificità lavorative; è abbastanza tortuoso, infatti, distinguere se l'incidente sia avvenuto a livello operativo e/o sul campo o se sia avvenuto all'interno degli uffici aziendali e quindi non durante lo svolgimento di attività connesse in senso stretto a quelle SEVESO. Si ribadisce che i codici fiscali o le partite IVA, infatti, individuano l'azienda di appartenenza dello stabilimento e non lo stabilimento stesso e quindi non è possibile individuare il luogo in cui l'infortunio si è verificato.
È' d'obbligo, inoltre, un'altra osservazioni sui dati presentati. La contrazione degli infortuni che si osserva nel quinquennio analizzato potrebbe dipendere anche da una possibile riduzione del numero dei lavoratori occupati nel settore.
Pertanto per condurre analisi comparative tra diversi anni e tipologie di settori si dovrà disporre della stima della forza lavoro coinvolta, che ad oggi è fruibile solo in forma aggregata. In questo contesto si dovrà anche tener conto dei lavoratori delle ditte terze coinvolte nelle lavorazioni in appalto, che rappresentano una posizione lavorativa frequente negli stabilimenti SEVESO.

Bibliografia

[1] Simeoni C, Bragatto P, Cipolloni F, Morinelli G, Nebbioso A, Saputi G. Valutazioni statistiche sui lavoratori degli impianti a rischio di incidente rilevante SAFAP 14-15 Ottobre 2014 Roma.

[2] Hough P. Worker safety and human security: the case for global governance. E-Journal of International and Comparative Labour Studies. 2012;1:3-4.

[3] http://dati.INAIL.it/opendata/default/Qualidati/index.html

[4] http://bancadaticsa.INAIL.it/bancadaticsa/login.asp

[5] http://www.isprambiente.gov.it/files/pubblicazioni/rapporti/rapporto_181_2013.pdf

[6] http://www.minambiente.it/pagina/inventario-nazionale-degli-stabilimenti-rischio-di-incidente-rilevante-0

[7] http://dati-censimentoindustriaeservizi.istat.it/

[8] Bragatto P, Delle Site C, Faragnoli A. Importanza dei dati affidabilistici per le analisi di rischio: progetto Fail in Atti Conferenza SAFAP 14-15 giugno 2012

[9] Pittiglio P, Bragatto P, Delle Site C. Updated failure rates and risk management in process industries Energy Procedia. 2014;45:1364-137

[10] http://demo.istat.it/index.html

[11] Ciriello G, De Felice M, Mosca R, Veltroni M. Infortuni sul lavoro. Un modello di lettura (della numerosità) su "open data" dell'INAIL, Roma, INAIL, Quaderni di ricerca, 1-maggio 2013.

Determinazione dei fattori gestionali con rischio predominante per la redazione di un Sistema di Gestione della Sicurezza efficace

A. Andolina*, M. Russo**, M. De Mattia*, A. Delle Monache***

*Inail - UOT di Milano

**M.I. – Dip. Vigili del Fuoco, Socc.Pubb. e Dif.Civile -Comando Provinciale di Cremona

***Regione Lombardia -Autorizzazioni e Rischi Industriali

Sommario

Il decreto Legislativo n.105 del 2015 di recepimento della direttiva europea 2012/18/UE, di seguito “decreto” [1], ha meglio definito il ruolo delle ispezioni coordinate e pianificate nonché l’armonizzazione dei criteri generali su tutto il territorio nazionale. La presente memoria illustra un metodo quantitativo che definisce a priori, data la tipologia dell’azienda soggetta agli obblighi della direttiva, quali possano essere i rischi preponderanti tra tutti i fattori gestionali che concorrono alla corretta applicazione del Sistema di Gestione della Sicurezza.

La verifica dell’attuazione del Sistema di Gestione della Sicurezza per la prevenzione degli Incidenti Rilevanti, in coerenza con le indicazioni contenute nelle Linee Guida Ministeriali e con i criteri per la pianificazione, la programmazione e lo svolgimento delle ispezioni riportate nell’allegato H del decreto, permette al gestore di evidenziare quali fattori gestionali hanno determinato un incidente, un quasi incidente o un’anomalia, consentendo di individuare le opportune azioni di tipo “predittivo” per prevenire o ridurre gli incidenti.

Gli autori hanno utilizzato come campione significativo gli stabilimenti di soglia superiore presenti sul territorio della Lombardia, concentrando l’attenzione sulle attività di produzione del comparto chimico. Il campione è costituito da 30 aziende, quasi la metà di quelle presenti in Lombardia, regione che ospita un quarto delle aziende a Rischio di Incidente Rilevante presenti in Italia.

La vastità del campione e l’analisi di dettaglio di“*eventi incidentali*”, “*quasi incidenti*”e “*anomalie*”, dichiarati dal gestore in occasione delle ispezioni ministeriali, ha permesso di operare un’analisi causa-effetto tra detti eventi e i fattori gestionali che hanno contribuito al loro accadimento. La successiva elaborazione di una matrice di rischio quantitativa ha permesso, partendo dall’analisi dell’esperienza operativa, di evidenziare quei fattori gestionali più critici per le aziende del settore in analisi, permettendo quindi la definizione di un migliore Sistema di Gestione, più efficace al fine di ridurre i rischi.

1. La Nuova Seveso e il Sistema di Gestione della Sicurezza

La direttiva europea 2012/18/UE, comunemente definita “Seveso III”, è stata recepita in Italia il 26 giugno 2015, e ha comportato obblighi per il gestore che non si discostano molto da quanto già stabilito dal D. Lgs. 334/99 modificato e integrato dal D. Lgs. 238/05; in particolare all’articolo 14, si evidenzia la necessità di pianificare una Politica per la Prevenzione soggetta a verifica ogni due anni e la predisposizione di un Sistema di Gestione sviluppato in conformità all’allegato B della direttiva; infatti:

“*Art. 14.Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti*

1. Il gestore dello stabilimento redige un documento che definisce la propria politica di prevenzione degli incidenti rilevanti, allegando allo stesso il programma adottato per l’attuazione del sistema di gestione della sicurezza…;

2. Il documento di cui al comma 1 è redatto secondo le linee guida definite all'allegato B …
5. Il gestore predispone e attua la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti tramite mezzi e strutture idonei, nonché tramite un sistema di gestione della sicurezza, in conformità all'allegato 3 e alle linee guida di cui al comma 2,…
Nell'Allegato B vengono richieste le informazioni minime che sostanziano il Sistema di Gestione con un chiaro richiamo alle norme di settore definite conformi alla regola tecnica (UNI 10617:2012[1] e OHSAS 18000[2]).
L'Allegato H del decreto, invece, all'Appendice 2, sezione 2, "*Analisi dell'esperienza operativa*" eredita la forma e i contenuti già richiamati dalle Linee Guida Ministeriali [2] per quanto riguarda l'Analisi dell'esperienza Operativa:
Eventi incidentali: analisi dei fattori gestionali e tecnici
Sezione 2 - Analisi dell'esperienza operativa
1. Esecuzione dell'analisi
1.1. …la Commissione dovrà condurre congiuntamente con il gestore o suo delegato, utilizzando il format di seguito riportato, un'analisi dell'esperienza operativa dello stabilimento, basata sulla storia almeno decennale degli incidenti, quasi incidenti e anomalie occorsi in stabilimento, con l'indicazione di quegli aspetti che hanno coinvolto o avrebbero potuto coinvolgere elementi del sistema di gestione della sicurezza.
1.2. Il gestore dello stabilimento dovrà predisporre, in termini preliminari, una esposizione sintetica ed una pre-analisi di tutti gli eventi significativi occorsi almeno nell'ultimo decennio, nello stabilimento o in stabilimenti similari, compilando per ognuno di essi il format allegato…
La Tabella 1 descrive, per ciascun incidente, quasi-incidente o anomalia, le modalità di manifestazione dell'evento, le cause presunte e le azioni di contenimento nell'immediato e programmate; viene anche richiesta l'indicazione, da parte del gestore, del presunto coinvolgimento di uno o più fattori gestionali responsabili dell'accadimento o dell'evoluzione dell'evento, dove i fattori gestionali sono proprio gli argomenti sui quali si fonda il Sistema di Gestione. Il gestore deve svolgere l'analisi dei diversi eventi prendendo in considerazione le cause tecniche e gestionali.

Fattore gestionale	Descrizione	Azioni intraprese	Azioni previste / programmate

Tabella 1. Eventi incidentali: analisi dei fattori gestionali e tecnici

Lo strumento deve consentire alla Commissione incaricata delle ispezioni ai sensi dell'articolo 27 del decreto di verificare almeno i seguenti aspetti:

[1]UNI 10617:2012: "*Impianti a rischio di incidente rilevante – Sistemi di Gestione della Sicurezza – Requisiti essenziali*".

[2] OHSAS 18001:1999 dell'Occupational Health and Safety Assessment Series ed identifica uno standard internazionale per un sistema di gestione della Sicurezza e della Salute dei Lavoratori. Rivista e modificata nel 2007 si completa con la OHSAS 18002:2008 - Linee guida per l'implementazione dello standard OHSAS 18001.

- capacità del gestore di eseguire analisi incidentale delle cause dell'evento;
- identificazione dei fattori gestionali "deboli";
- pianificazione di attività di contenimento dell'evento nell'immediato;
- programmazione delle attività successive che possano rendere remota la possibilità d'iterazione dell'evento.

L'analisi dei fattori gestionali risulta quindi un documento ancora centrale nell'attività degli ispettori, infatti è l'unico che descrive eventi già accaduti e quindi costituisce l'evidenza della capacità del Sistema di Gestione di seguire l'attività aziendale in maniera efficiente. La lista di Riscontro sugli Elementi del Sistema di Gestione e l'Esame Pianificato dei Sistemi Tecnici costituiscono spunto di progettazione e di analisi preliminare che, dall'analisi dell'esperienza operativa, soprattutto quando estesa in ampi archi temporali e per aziende similari, traggono informazione ed elementi di miglioramento.
Alla luce della disamina effettuata sul campione di confronto e dell'esperienza maturata negli anni, gli autori hanno spesso trovato evidenti discrasie tra le richieste dell'analisi operativa e le procedure operative successivamente messe in atto nel miglioramento del Sistema di Gestione, nell'adeguamento dei sistemi tecnici e delle procedure. Spesso il gestore non ha cercato neanche di definire un indice di prestazione legato alla frequenza con cui un certo fattore gestionale- tipicamente legato al controllo operativo nel caso di aziende chimiche-, continuava a essere causa d'incidenti, quasi incidenti o anomalie.
La ripetizione dell'evento, risulta essere un chiaro esempio di Sistema di Gestione incapace di seguire i deficit operativi, di manutenzione o procedurali per la loro risoluzione.

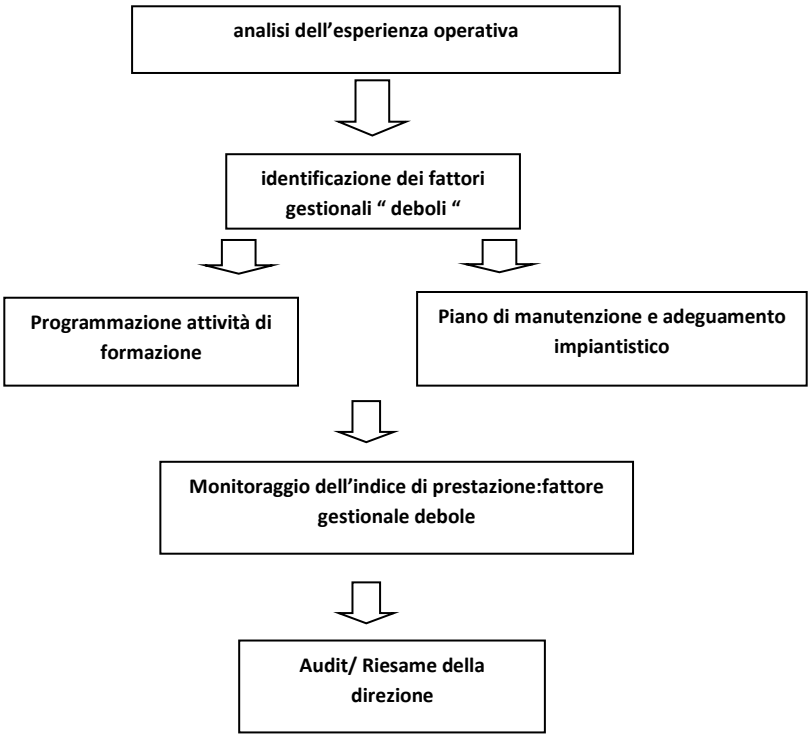


Figura 1. Analisi dei fattori gestionali e migliorie del Sistema di Gestione

La Figura 1 riassume la procedura per la riduzione dei rischi attraverso l'analisi dei fattori gestionali "deboli" e la pianificazione di tutti gli interventi atti a mitigare l'incidenza di tali fattori nella realtà operativa attraverso azioni mirate di formazione/informazione al

personale, interventi impiantistici e procedure di manutenzione, al fine di aumentare efficienza e affidabilità del processo di produzione.

2. Il ruolo degli indicatori di prestazione

La definizione di indicatori di prestazione unita al controllo sistematico del trend di evoluzione degli stessi, già indicati nella "*lista di riscontro per le verifiche ispettive del* sgs" ministeriale – Allegato IIIa delle Linee Guida ministeriali [2] -, permette al gestore di verificare l'efficace applicazione del Sistema di Gestione, nella logica di miglioramento continuo [3].

- numero incidenti, quasi incidenti, anomalie
- numero ore di fermata non programmata
- numero guasti nelle apparecchiature critiche
- numero infortuni
- numero non conformità riscontrate durante le audit
- risorse dedicate alla manutenzione
- ore di formazione/informazione e addestramento
- risorse dedicate all'analisi dei rischi

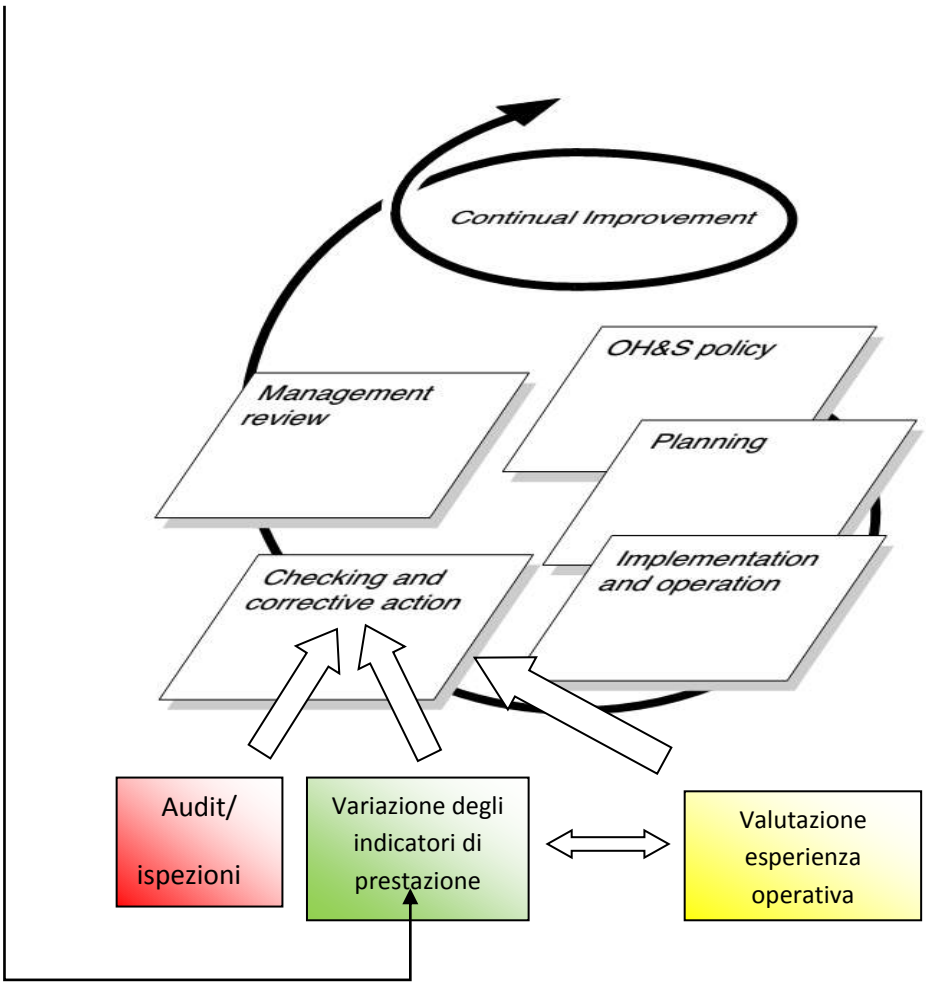


Figura 2. Procedura per la riduzione degli eventi incidentali

L'indicatore di prestazione relativo a incidenti, quasi incidenti e anomalie è l'unico riconducibile al reale profilo dell'azienda, ma non fornisce l'indicazione qualitativa di quali siano i punti di maggior forza/ debolezza e dove intervenire nel Sistema di Gestione.

La procedura cardine di attuazione di un Sistema in evoluzione verso l'ottenimento della "rarità" dell'evento RIR e la minimizzazione dei suoi effetti, spesso non trae spunto dall'esperienza operativa e quindi riesce a evolversi solo attraverso richiami formali nella stesura e applicazione del Sistema di Gestione.
Quest' approccio mal si lega con il suggerimento delle norme specifiche, OHSAS 18000 [3] [4] dove gli indici di prestazione e più in generale le risultanze di audit ed esperienza operativa sono i soli interlocutori delle politiche di miglioramento, come in sintesi riportato in Figura 2.

3. Incidenza dei fattori gestionali deboli

La ricerca di un metodo per correggere il Sistema di Gestione coinvolge profondamente l'analisi dell'esperienza operativa, patrimonio dello stabilimento, della tipologia di attività produttiva, delle politiche di corporate; si cerca quindi di definire un "indice di prestazione", già indicatore di prestazione, capace di descrivere quali siano i fattori gestionali "deboli" e come evolvono a seguito di adeguamento e revisione di procedure e istruzioni operative, della formazione e informazione del personale e dell'adeguamento tecnico degli impianti.

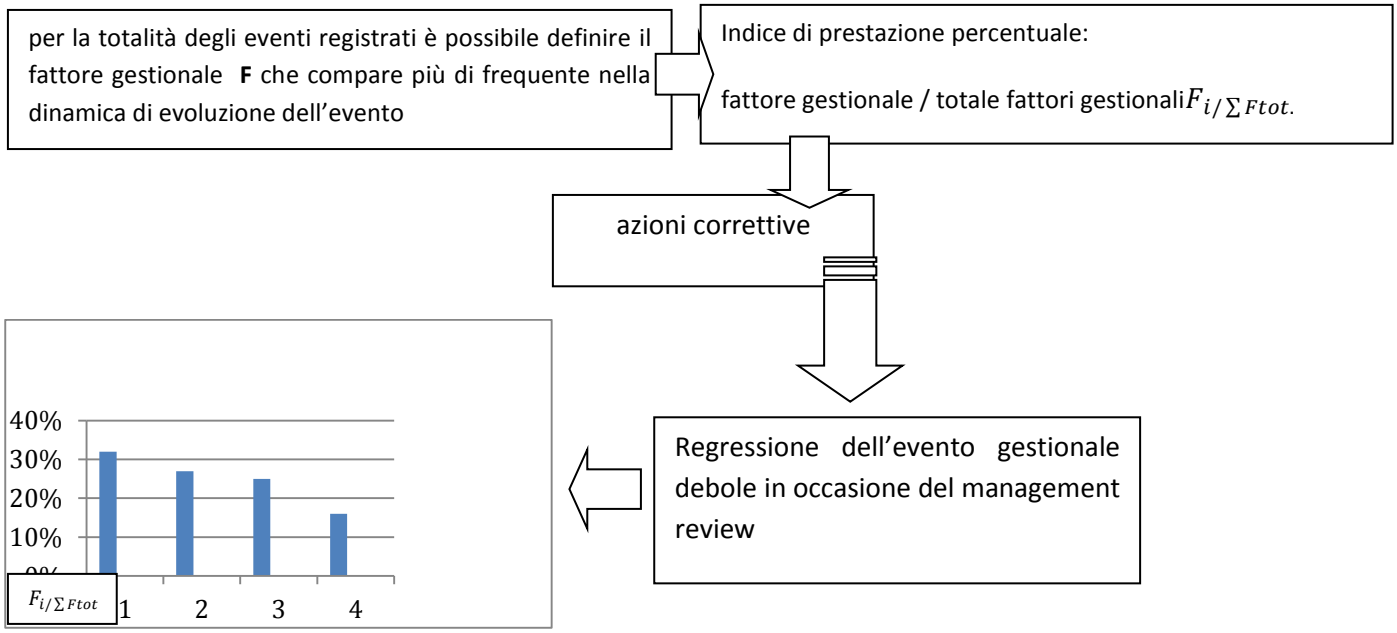


Figura 3. Analisi dell'indice di prestazione e azioni correttive

Si può quindi valutare il gradiente del miglioramento o peggioramento dell'indice di prestazione come conseguenza delle azioni di miglioramento del Sistema di Gestione adottate dal Gestore dell'attività, come indicato nello schema di Figura 3.
Esempio notevole è l'evoluzione – verso una posizione " forte" del fattore gestionale relativo al controllo operativo indicato con la sigla **4i** "*Identificazione degli impianti e delle apparecchiature soggette ai piani di verifica*" e del fattore gestionale a esso correlato, "**3ii**" "*identificazione dei possibili eventi incidentali e analisi di sicurezza*" conseguito da un'azienda che ha riprogettato i dispositivi di protezione dopo l'evidenza di n.6 mancati incidenti e conseguenti non conformità del Sistema.
La riedizione efficace del Sistema è stata attuata in un periodo di 4 anni come mostra il grafico riportato in Figura 4:

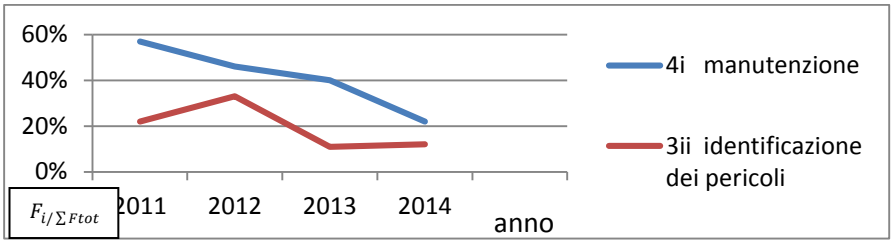


Figura 4. Incidenza percentuale dei fattori gestionali deboli

4. Costituzione del campione di analisi

Gli stabilimenti in Italia attualmente soggetti agli obblighi del decretosono1142, dei quali 287(ben il25%) è situato in Lombardia; le aziende con produzione chimica/petrolchimica sono 124 [5].
Il campione selezionato dagli autori è composto da30aziende di soglia superiore che ben descrivono il profilo produttivo e incidentale di tutti gli stabilimenti del settore. La scelta è stata effettuata considerando l'ultima ispezione effettuata dalle Commissioni ministeriali agli atti dalla quale risultava una corretta esecuzione dell'Analisi dell'Esperienza Operativa con un congruente numero di eventi (incidenti/quasi incidenti/anomalie) definiti tramite i fattori gestionali del Sistema di Gestione.
Sono stati esaminati 556 eventi incidenti/quasi incidenti/anomalie per ognuno dei quali è stato identificato il fattore gestionale sorgente e gli eventuali fattori gestionali concorrenti, per un totale di 971 fattori gestionali significativi.
Gli eventi riportati dalle aziende del campione scelto,relativi a generiche problematiche di infortunio sul lavoro, non sono stati presi in considerazione.

5. Le matrici di rischio - analisi di rischio qualitativa e quantitativa-

Per correlare il contributo dei fattori gestionali allo sviluppo dell'evento (incidente/quasi incidente/anomalia) è stata utilizzata la matrice di rischio associata alle analisi incidentali che può essere:

- Qualitativa (cfr. Tabella 2): alla probabilità del verificarsi dell'evento, si associa l'indice di impatto[6]:

	impatto				
probabilità	**insignificante**	**minore**	**moderato**	**maggiore**	**severo**
alquanto certo	moderato	alto	alto	estremo	estremo
probabile	moderato	moderato	alto	alto	estremo
possibile	basso	moderato	moderato	alto	estremo
improbabile	basso	moderato	moderato	moderato	alto
raro	basso	basso	moderato	moderato	alto

Tabella 2. Probabilità qualitativa associata all'evento

- Quantitativa (cfr. Tabella 3): le definizioni "alto", "moderato", "basso" sono sostituite da un numero, al crescere del quale aumenta la probabilità dell'evento incidentale e la magnitudo degli effetti: [7] [8]:

EVENTO	irrilevante	minore Rischio1	importante Rischio2	esteso Rischio3	fatale Rischio4	probabilità associata
certo	5	10	15	20	25	$P > 10^{-3}$
probabile	4	8	12	16	20	$10^{-3} > P > 10^{-4}$
possibile	3	6	9	12	15	$10^{-3} > P > 10^{-4}$
improbabile	2	4	6	8	10	$10^{-4} > P > 10^{-5}$
raro	1	2	3	4	5	$P < 10^{-6}$

Tabella 3. Probabilità numerica associata all'evento

Le definizioni di rischio "1", "2", "3", "4", indicate in Tabella 4, sono legate alla capacità dell'evento di estendersi dal punto di origine fin oltre i confini di stabilimento:

Evento *minore* ***Rischio1*** *effetti confinati alla linea di produzione*	**Evento moderato** **Rischio2** *effetti confinati nell'unità di produzione*	**Evento maggiore** **Rischio3** *effetti confinati allo stabilimento*	**Evento fatale** **Rischio4** *effetti esterni ai confini di stabilimento*

Tabella 4. Estensione delle conseguenze dell'evento

6. Quantificazione dei fattori gestionali deboli

Gli autori hanno utilizzato l'analisi degli eventi (incidenti/quasi incidenti/anomalie) prodotta dal gestore per ricercare in essi la causa generatrice, spesso legata alla carenza di uno o più fattori gestionali deboli del Sistema.
Si può distinguere tra:

- *fattore gestionale sorgente* dell'evento;
- *fattore gestionale concorrente* all'evento e significativo per il suo evolversi.

L'evento descritto può evolvere o no in un top event, si analizzano di seguito i due casi.

1. <u>L'evento può evolvere in Top Event:</u>
in tal caso si è fatta l'assunzione che un fattore gestionale sorgente che porti al Top Event è definito "certo" - probabilità P=1-, e quindi l'attribuzione del contributo numerico nella matrice di rischio è sempre pari a **25** (rischio certo e massima magnitudo):

EVENTO	irrilevante	minore Rischio1	importante Rischio2	esteso Rischio3	fatale Rischio 4	probabilità associata
certo	5	10	15	20	25	$P > 10^{-3}$

Tabella 5. Valore numerico del fattore gestionale sorgente

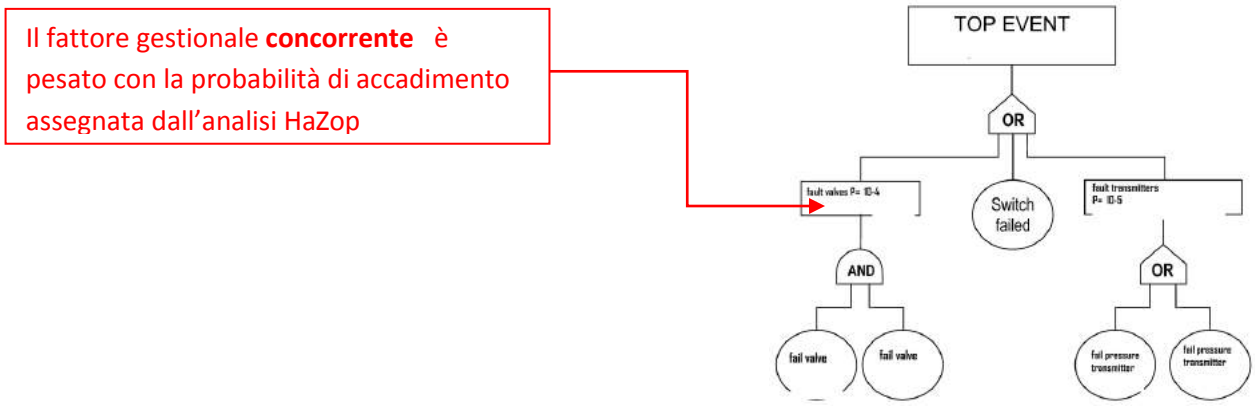


Figura 5. La probabilità del fattore gestionale concorrente

Se per esempio, per l'evento incidentale n. 1 esaminato, il fattore gestionale concorrente ha dato un contributo limitato alla singola unità di produzione dello stabilimento, rimane definito il rischio 2 (terza colonna), mentre la probabilità P= 10^{-4}derivata dall'analisi HazOp identifica la seconda riga della matrice di rischio di Tabella 6:

EVENTO	**irrilevante**	**minore** **Rischio1**	**importante** **Rischio2**	**esteso** **Rischio3**	**fatale** **Rischio4**	**probabilità associata**
certo	5	10	15	20	25	***P >10^{-3}***
probabile	4	8	12	16	20	***10^{-3}> P >10^{-4}***

Tabella 6. Valore numerico del fattore gestionale concorrente

e quindi univocamente i valori: F_{11}= 25 (fattore gestionale sorgente)
F_{12}= 12(fattore gestionale concorrente)

L'analisi quantitativa dell'evento incidentale 1 descritto nell'analisi dell'esperienza operativa della ditta campione avrà dato un contributo numerico a due fattori gestionali, ognuno con un numero.

2. <u>L'evento non evolve in Top Event</u>

Si procede verificando la probabilità di accadimento, riga della matrice, e la sua magnitudo supposta, colonna della matrice di rischio dell'evento.
Implementando il calcolo per tutti gli eventi descritti nell'esperienza operativa e per tutti i fattori gestionali che hanno contribuito a determinarli si ottiene un grafico del tipo indicato in Figura 6.
Ogni fattore gestionale "pesa" in funzione della sua capacità di causare gli incidenti/quasi incidenti/anomalie verificatisi nella loro totalità; la rappresentazione consente di avere un colpo d'occhio sull'andamento dei fattori deboli in modo da intervenire direttamente per migliorare il Sistema di Gestione dello stabilimento.

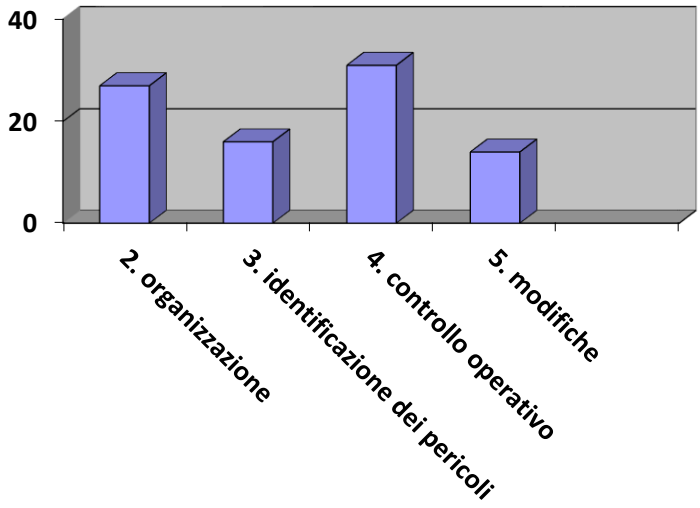


Figura 6. contributo dei fattori gestionali al verificarsi di tutti gli eventi descritti nell'esperienza operativa

Rappresentando in un unico grafico i fattori gestionali di ciascuno stabilimento è possibile avere il quadro complessivo dei fattori gestionali deboli dei trenta stabilimenti chimici analizzati, come descritto al paragrafo successivo.

7. Analisi dei risultati

Il contributo dei fattori gestionali alle non conformità di Sistema è già stato argomento di analisi da parte dell'ISPRA nel 2011 [9], per una popolazione di 490 stabilimenti:

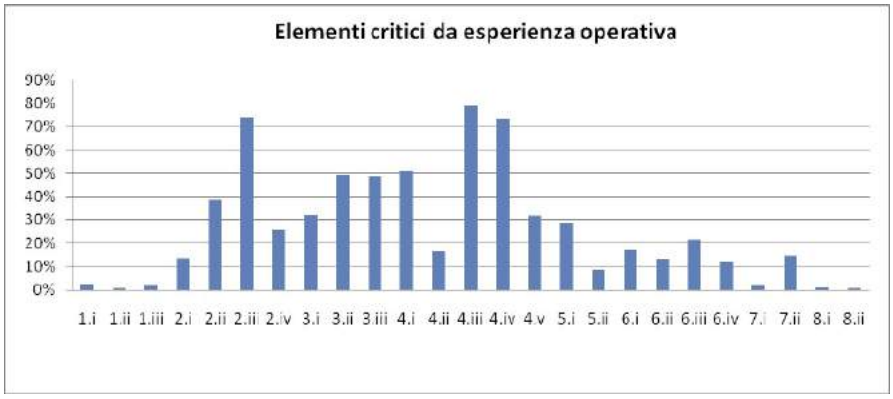


Figura 7. Frequenza dei fattori gestionali

L'analisi degli autori, effettuata su un totale di trenta stabilimenti chimici e petrolchimici, ha prodotto una distribuzione reale del fattore di rischio legata ai fattori di gestione come risulta dalla Figura 8 e dalla Figura 9.

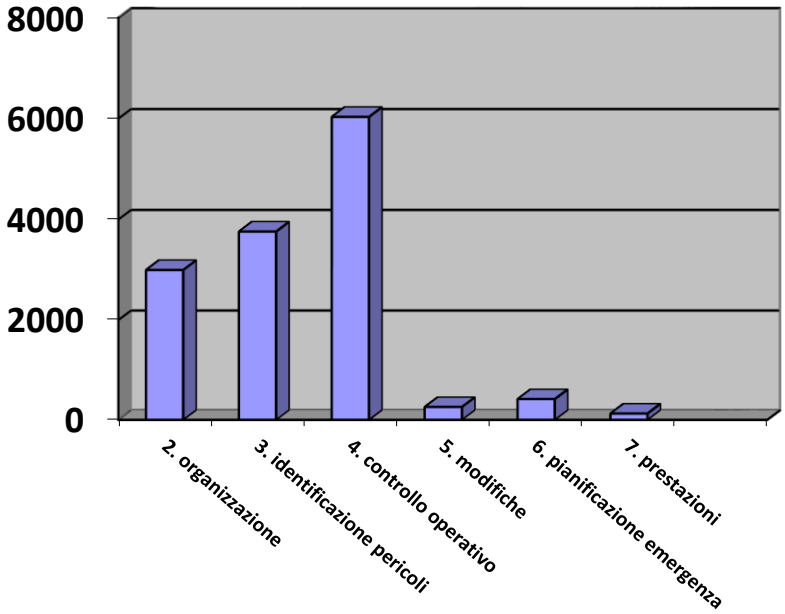
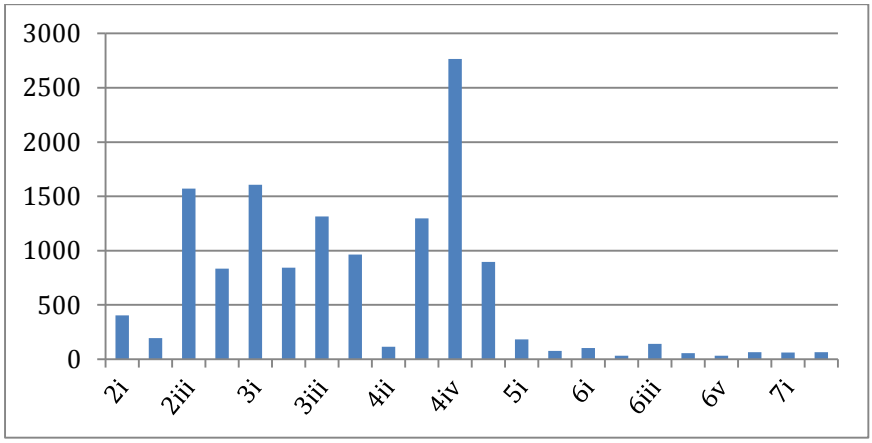


Figura 8. Fattori gestionali deboli



responsabilità	2i	approvvigionamento servizi	4v
informazione	2ii	modifiche impianto	5i
formazione e addestramento	2iii	aggiornamento documenti	5ii
fattore umano	2iv	responsabilità	6i
Identificazione dei pericoli sostanze e processi	3i	Piano di Emergenza InternoPEI	6ii
criteri per la valutazione dei pericoli	3ii	personale e dispositivi, simulazioni	6iii
adeguamento impianto per i pericoli	3iii	sistema di allarme supporto esterno	6iv
identificazione sistemi critici	4i	punti di raccolta e vie di fuga	6v
disegni e schede sicurezza	4ii	sala controllo	6vi
procedure operative	4iii	indicatori	7i
manutenzione	4iv	raccolta dati eventi	7ii

Figura 9. Andamento fattori gestionali deboli

8. Conclusioni

L'analisi presentata evidenzia la discrasia tra le non conformità, le raccomandazioni e le prescrizioni evidenziate dalle Commissioni ispettive incaricate dell'analisi del Sistema di Gestione della Sicurezza e quelle effettivamente risultanti dall'esperienza operativa.
Il risultato era atteso poiché il lavoro di controllo del Sistema di Gestione tramite la documentazione fornita dal Gestore spesso non trova un chiaro collegamento tra analisi dell'esperienza operativa, revisione del Sistema e indicatori di prestazione, così fondamentale per migliorare l'efficacia del Sistema di Gestione stesso.
La capacità delle aziende di registrare gli eventi, investigare le cause e definire i fattori gestionali deboli su cui concentrare tutte le azioni di miglioramento diventa quindi il passaggio obbligato per un Sistema di Gestione che possa realmente portare a un elevato livello di sicurezza dello stabilimento, riducendo gli eventi incidentali e le loro conseguenze.

9. Bibliografia

[1] Decreto Legislativo n. 105 2015. Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose

[2] Ministero dell'Ambiente. Linee Guida recanti criteri e procedure per la conduzione, nelle more del decreto previsto dall'articolo 25, comma 3 del D.Lgs.334 /99, delle verifiche ispettive di cui al decreto del Ministero dell'Ambiente 5 novembre 1997 e al citato articolo 25 del D.Lgs.334/99, come modificato dal D.Lgs.238 /05 pubblicato con decreto direttoriale da Ministero dell'Ambiente nel marzo 2009

[3] CCPS. Guidelines for Auditing Process Safety Management Systems. 2011

[4] American Institute of Chemical Engineers (AIChE). Guidelines for consequence analysis of chemical releases. Center for Chemical Process Safety. 1999

[5] Rapporto ISPRA 2013. Mappatura dei pericoli di incidente rilevante in Italia

[6] Smith DJ. Reliability, Maintainability and Risk. Sixth ed. 2001

[7] Manuele F. Acceptable Risk. Professional Safety. May 2010:30-38

[8] Andolina et al. Cause incidentali e fattori gestionali nelle aziende a Rischio di Incidente Rilevante: una linea di indirizzo per armonizzare lo sviluppo del Sistema di Gestione con la tipologia di stabilimento. In Atti SAFAP 2014

[9] ISPRA ARPA APPA. Criteri ed indirizzi tecnico-operativi per lo svolgimento delle verifiche ispettive in stabilimenti a rischio di Incidente Rilevante. Manuali e Linee Guida 70/2011

La nuova Direttiva PED 2014/68/UE. Interazioni tra requisiti essenziali di sicurezza e sistema qualità

F. Giacobbe*

*Inail - UOT di Messina

Sommario

L'applicazione della nuova Direttiva 2014/68/UE è obbligatoria integralmente dal 19 luglio 2016. Rispetto alla precedente edizione ovvero alla Direttiva 97/23/EC si è reso necessario procedere all'allineamento della direttiva Attrezzature a Pressione alle nuove "legislazioni" europee: il *New Legislation Framework* (NLF, ovvero il nuovo quadro legislativo) e il Regolamento (CE) n. 1272/2008 (CLP).
Si premette che la nuova Direttiva PED non ha modificato di fatto ne il campo di applicazione ne la definizione dei requisiti essenziali di sicurezza. Le principali novità riguardano: la riclassificazione dei fluidi, la variazione dell'articolato e degli allegati, ridefinizione degli operatori economici e loro responsabilità, modifica della denominazione di alcuni moduli. Conseguentemente sono variate anche le Linee Guida PED.
Nel presente lavoro vengono indicate e commentate sinteticamente le novità introdotte con la Direttiva 2014/68/UE e vengono analizzate le possibili interazioni ed opportunità che offre l'approccio mediante l'implementazione di un Sistema Qualità ed i RES previsti in allegato I alla Direttiva.

1. Principali novità introdotte dalla 2014/68/UE

La Direttiva ha avuto un processo di attuazione abbastanza rapido, circa 2 anni, come può evincersi dalla seguente scansione temporale delle varie tappe:

- pubblicata nella GU dell'Unione europea il 27 Giugno 2014;
- entrata in vigore il 17 Luglio 2014;
- il 01 giugno 2015 è stata abrogata la Direttiva 67/548/CE e sostituita dal Regolamento CE 1272/2008 (CLP);
- l'art. 13 della 2014/68/UE entra in vigore a partire dal 01 Giugno 2015;
- il decreto di attuazione D. Lgs 15 febbraio 2016 n. 26 è stato pubblicato, nella il GU Serie Generale, il 04 Marzo 2016;
- integralmente obbligatoria a partire dal 19 Luglio 2016.

La Direttiva 2014/68/UE rientra nell'ampio processo di adeguamento delle principali Direttive europee di prodotto al Nuovo Quadro legislativo ovvero al *New Legislative Framework* (NLF)[1].

[1] Il *New Legislative Framework*, ovvero il nuovo approccio alla commercializzazione dei prodotti, è stato adottato dal Consiglio Europeo il 9 luglio 2008 e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Comunità Europea il 13 agosto 2008. Queste disposizioni mirano alla rimozione degli ostacoli ancora esistenti alla libera circolazione dei prodotti e fornisce una spinta importante per gli scambi di merci tra gli Stati membri dell'UE.
Tre i provvedimenti che costituiscono il NLF:

- Regolamento (CE) N. 765/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 luglio 2008 che stabilisce i requisiti per l'accreditamento e vigilanza del mercato per quanto riguarda la commercializzazione dei prodotti e che abroga il regolamento (CEE) N. 339/93

Le principali novità riguardano:

a) Riclassificazione dei fluidi
b) Variazione di riferimenti (articoli e allegati)
c) Ridefinizione operatori economici e loro responsabilità
d) Modifica denominazione di alcuni moduli

Di seguito una breve sintesi di approfondimento:

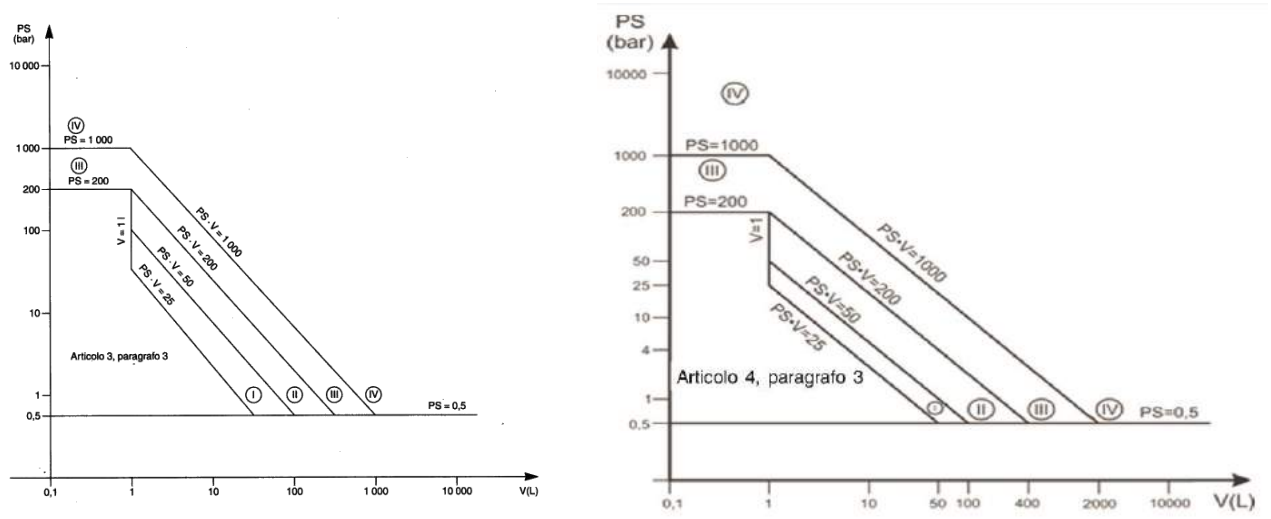
Caso a) La classificazione dei fluidi non è più regolamentata dalla Direttiva 67/548/CEE ma dal 01.06.15 dal Regolamento CE 1272/2008 (CLP). Nota di chiarimento è stata emessa con circolare n. 69096 del 15 maggio 2015 del Ministero dello Sviluppo Economico.
Nella tabella 1 vengono riportati i fluidi pericolosi classificati gruppo 1 dal Regolamento CLP.

Esplosivi instabili, o esplosivi (Div. 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 e 1.5)
Gas, liquidi e solidi infiammabili (Cat. 1 e 2)
Gas comburenti (Cat. 1)
Liquidi infiammabili (Cat. 3), quando TS > al punto di infiammabilità
Sostanze o miscele auto-reattive dei tipi da A a F
Liquidi e solidi piroforici (Cat. 1)
Sostanze e miscele che, a contatto con l'acqua, liberano gas infiammabili (Cat. 1, 2 e 3)
Liquidi e solidi comburenti (Cat. 1, 2 e 3)
Perossidi organici dei tipi da A a F
Tossicità acuta orale (Cat. 1 e 2)
Tossicità acuta per via cutanea (Cat. 1 e 2)
Tossicità acuta per inalazione (Cat. 1, 2 e 3)
Tossicità specifica per organi bersaglio — esposizione singola (Cat. 1)

Tabella 1. Fluidi pericolosi (gruppo 1) secondo l'Art. 13 Direttiva 2014/68/UE in base al Regolamento 1272/2008 (CLP)

Caso b) Le modifiche apportate al testo hanno di conseguenza variato l'articolato. È significativo evidenziare la variazione del riferimento alle attrezzature che non devono arrecare la marcatura CE. Tali attrezzature ora sono regolamentate dall'art. 4 par. 3 (ex. dall'art. 3 par. 3).
Contestualmente è stata anche rivisitata, per una più chiara e corretta visualizzazione, la rappresentazione grafica delle tabelle, di cui all'allegato II, necessarie per effettuare la classificazione delle attrezzature a pressione. In figura 1 si evidenzia quanto sopra indicato.

- Decisione 768/2008/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 luglio 2008 relativa a un quadro comune per la commercializzazione dei prodotti e che abroga la decisione 93/465/CE
- Regolamento (CE) 764/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 luglio 2008, che stabilisce procedure relative all'applicazione di determinate norme tecniche nazionali a prodotti legalmente commercializzati in un altro Stato membro e che abroga la decisione 3052/95/CE



97/23/CE 2014/68/UE

Figura 1. Rappresentazione grafica della tabella 1 allegato II della PED (attrezzatura: recipienti; fluido: gr.1; stato: gas-vapore)

Caso c) Viene ampliato l'elenco degli operatori economici. In tutto si individuano 4 soggetti ovvero Fabbricanti[2], Importatori[3], Distributori[4] e Rappresentanti[5] autorizzati per produttori fuori da UE. Il *New Legislation Framework* dispone che tutti gli operatori nella catena degli scambi commerciali devono garantire che solo prodotti sicuri e conformi raggiungano il mercato UE. La Nuova direttiva chiarisce che importatori o distributori di attrezzature in pressione (o di insiemi) che li immettono sul mercato con marchio proprio, o modificano le attrezzature in modo da condizionarne la conformità, saranno considerati alla stregua di fabbricanti. Pertanto l'Importatore o il Distributore, prima dell'immissione sul mercato, sono tenuti a verificare che il Fabbricante abbia seguito l'appropriata procedura di valutazione della conformità (art. 14) e devono accertarsi che il Fabbricante abbia realizzato la Documentazione Tecnica.

Caso d) L'allegato VII del regolamento CLP fornisce una tabella di conversione per convertire le classificazioni esistenti a norma della DSD in classificazioni a norma del regolamento CLP.
Altra novità riguarda le modifiche ai moduli. Il modulo A1 è stato rinominato A2 (controllo interno della produzione unito a controlli ufficiali delle attrezzature a pressione effettuati a intervalli casuali). Medesima modifica è stata apportata al modulo C1 che è stato rinominato C2 (conformità al tipo basata sul controllo interno della produzione unito a prove delle attrezzature a pressione sotto controllo ufficiale effettuate a intervalli casuali).
Modulo B e B1 sono stati uniti in un unico modulo, pur mantenendo intatta la distinzione, rispettivamente B (*production type*) e B (*design type*). Modulo B è ora una combinazione di *design type* e *production type*. Il modulo B: esame UE del tipo - tipo di produzione

[2] Fabbricante: persona fisica o giuridica che fabbrica attrezzature a pressione o un insieme, oppure che le fa progettare o fabbricare, e le commercializza apponendovi il proprio nome o marchio.
[3] Importatore: la persona fisica o giuridica che immette nel mercato comunitario attrezzature a pressione o insiemi originari di un paese terzo.
[4] Distributore: la persona fisica o giuridica presente nella catena di fornitura, diversa dal fabbricante o dal produttore, che mette a disposizione sul mercato attrezzature a pressione o insiemi.
[5] Rappresentante autorizzato per produttori fuori da UE: una persona fisica o giuridica stabilita dall'Unione che ha ricevuto dal fabbricante un mandato scritto che lo autorizza ad agire a suo nome in relazione a determinati compiti.

(*production type*) valuta l'adeguatezza del progetto tecnico dell'attrezzatura a pressione, esaminando la documentazione tecnica e procedendo ad una verifica un campione rappresentativo sia stato fabbricato conformemente alla documentazione tecnica. Mentre il modulo B: esame UE del tipo - tipo di progetto (*design type*) valuta l'adeguatezza del progetto tecnico dell'attrezzatura a pressione, esaminando la documentazione tecnica (non è più previsto l'esame del campione).
Sono state apportate alcune novità anche alle guideline. Le linee guida "PED" sono un documento ufficiale della Commissione europea e rappresentano il punto di riferimento per affrontare l'applicazione corretta e coerente della direttiva, anche se non è giuridicamente vincolante l'interpretazione della direttiva. Attualmente le linee guida relative alla direttiva sulle attrezzature a pressione sono oltre 260. L'allineamento delle linee guida esistenti, è stato puramente formale e per evitare confusione o sovrapposizioni, le linee guida di cui alla direttiva 2014/68/UE hanno una nomenclatura diversa con il formato lettera maiuscola – numero progressivo (ad es. la linea guida 1-24 è diventata A-24).
Le singole lettere si riferiscono a uno dei seguenti argomenti:

- A ambito di applicazione e esclusioni della direttiva
- B classificazione e categorie
- C insieme
- D procedure di valutazione
- E interpretazione dei requisiti essenziali di sicurezza sulla progettazione
- F interpretazione dei requisiti essenziali di sicurezza sulla produzione
- G interpretazione dei requisiti essenziali di sicurezza sui materiali
- H interpretazione di altri requisiti essenziali di sicurezza
- I varie
- J aspetti trasversali

Oltre la conversione delle guideline esistenti la Commissione prosegue il suo lavoro di emissione secondo la 2014/68/UE. Un esempio è la linea guida B-41 emessa per la corretta classificazione delle sostanze ai sensi del regolamento CLP.

2. I principi di gestione per la gestione per la qualità

I principi della qualità non costituiscono dei requisiti da rispettare, infatti non si ritrovano nella norma UNI EN ISO 9001, ma si riferiscono a quelle metodiche e valori che un'organizzazione dovrebbe mettere in atto per implementare un Sistema di Gestione della Qualità in modo efficace ed efficiente.
I singoli principi possono essere considerati degli utili supporti per agevolare l'organizzazione al miglioramento continuo.
Dunque i principi della qualità che sono stati sviluppati per poter essere utilizzati dall'alta Direzione come strumento per condurre efficacemente ed efficientemente un'organizzazione.
Con la recente revisione della serie 9000 i principi sono stati ridotti da 8 a 7 come indicato nella tabella 2:

ISO 9000:2005 (8 principi)	ISO 9000:2015 (7 principi)
1. *Orientamento al cliente* 2. *Leadership* 3. *Coinvolgimento del personale* 4. *Approccio per processi* 5. *Approccio sistemico alla gestione* 6. *Miglioramento continuo* 7. *Decisioni basate su dati di fatto* 8. *Rapporti di reciproco beneficio con i fornitori*	1. *Orientamento al cliente* 2. *Leadership* 3. *Coinvolgimento del personale* 4. *Approccio per processi* 5. *Miglioramento* 6. *Decisioni basate su evidenze* 7. *Gestione delle Relazioni*

Tabella 2. Confronto dei "principi di gestione per la gestione per la qualità" ed. 05 e 15

Particolarmente significativo è l'approccio per processi. È noto che un risultato desiderato si ottiene con maggior efficienza quando le relative attività e risorse sono gestite come un processo. Il quarto principio della qualità afferma che risultati costanti e prevedibili possono essere raggiunti in modo più efficace ed efficiente quando le attività vengono comprese e gestite come processi interconnessi che funzionano come un sistema coerente.
Il sistema di gestione della qualità si compone di una rete di processi tra di loro interconnessi. Conoscere e gestire le risorse, la pianificazione, i controlli permette all'organizzazione di ottimizzare e tenere sotto controllo i singoli processi.
Il nuovo principio quattro, ovvero "approccio per processi", riassume i due vecchi principi 4 e 5 che indicavano che il risultato desiderato si ottiene con maggior efficienza quando le attività e le relative risorse vengono gestite come un processo e che avere un approccio di tipo sistemico alla gestione significa identificare, capire e gestire i processi correlati come un sistema e che questo contribuisce di conseguenza all'efficacia e all'efficienza dell'organizzazione nel conseguire gli obiettivi di miglioramento.

3. Requisiti essenziali di sicurezza e sistema qualità

L'ISO 9001 ed il CE partono da uno stesso assunto: la qualità non è o non è solo prestazione, la qualità è rispetto di quanto previsto.
Per l'ISO il punto di partenza sono le varie attività di processo, per il CE il punto di partenza sono le direttive e le norme armonizzate, ma il criterio di base rimane lo stesso, per entrambi in quanto si mira alla realizzazione del prodotto attraverso la conduzione ed il controllo dei processi aziendali.
Si può quindi a ragione, ritenere che la marcatura CE sia una interpretazione ridotta e mirata della ISO 9001, con requisiti ben definiti dalla direttiva e da norme tecniche, ed altrettanto si può ritenere che l'ISO 9001 comprenda i vincoli previsti per la marcatura CE, in quanto questa prevede il controllo dei processi di progettazione e realizzazione.
Un altro aspetto comune di questi due sistemi è rappresentato dal fatto che forniscono garanzia di rispetto verso un modello, assicurano fiducia, ma non certificano la "qualità" nel senso comune del termine, cioè possiamo avere un prodotto sicuro, ma con prestazioni e caratteristiche limitate, possiamo avere un'azienda con un buon sistema di gestione, ma in crisi economica.
Le organizzazioni già conformi allo standard internazionale ISO 9001 possono sfruttare i propri sistemi di qualità come fondamento per soddisfare i requisiti essenziali sulla sicurezza in riferimento alla PED.

La correlazione tra la ISO 9001 ed i moduli qualità della PED è profonda e marcata in quanto in entrambi i casi si utilizza l'approccio per processi, che incorpora il ciclo Plan-Do-Check-Act (PDCA)[6] e il *risk based thinking*. L'approccio per processi permette a un'organizzazione di pianificare i propri processi e le loro interazioni. Il ciclo PDCA permette all'organizzazione di assicurare che i propri processi siano adeguatamente dotati di risorse e gestiti, e che le opportunità di miglioramento siano determinate e si agisca di conseguenza. Il *risk based thinking*[7], in ambito ISO 9001, permette all'organizzazione di determinare i fattori che potrebbero fare deviare i suoi processi e il suo sistema di gestione per la qualità dai processi e il suo sistema di gestione per la qualità dai risultati pianificati, di mettere in atto controlli preventivi per minimizzare gli effetti negativi e massimizzare le opportunità, quando esse si presentano. Mentre in ambito PED permette di identificare, analizzare e minimizzare, attraverso opportune soluzioni, i rischi correlati all'uso di un'attrezzatura a pressione.

Un buon riferimento per affrontare la gestione del rischio è rappresentato dalle norme:

- UNI ISO 31000:2010 - Gestione del rischio - Principi e linee guida
- ISO TR 31004:2013 - Risk management - Guidance for implementation of ISO 31000
- ISO/IEC 31010:2009 - Risk management – Risk assessment techniques

Tali norme nel loro insieme rappresentano una guida che l'organizzazione potrà decidere di applicare in modo rigoroso, o di assumere solo nei principi ispiratori e per i concetti fondamentali, o di ampliare ulteriormente, dotandosi di strumenti e metodi di elevata complessità.

La PED prevede un controllo interno della produzione da parte del Fabbricante, come richiesto anche dal par.8 controllo operativo della ISO 9001, ovvero questi deve accertarsi e dichiarare, mediante l'elaborazione della documentazione tecnica sotto la sua esclusiva responsabilità, che l'attrezzatura a pressione interessata soddisfa i requisiti della Direttiva. Ai sensi della 2014/68/UE tale documentazione, oltre a consentire di valutare la conformità dell'attrezzatura a pressione ai requisiti pertinenti, deve includere un'analisi e una valutazione adeguate dei rischi. Il fabbricante ha l'obbligo di "analizzare i pericoli e i rischi per individuare quelli connessi con la sua attrezzatura a causa della pressione e deve quindi progettarla e costruirla tenendo conto della sua analisi…" (All.I Requisiti Essenziali di Sicurezza).

In tabella 3 si evidenziano le sinergie tra i RES ed i requisiti della ISO 9001 evidenziando e differenziando tra correlazioni dirette e trasversali.

[6] Ciclo PDCA o ciclo di Deming prevede il susseguirsi ripetuto delle fasi di pianificazione, attuazione, controllo e azione. Alla fine di un ciclo, quando il cambiamento è entrato nella normalità, si è pronti per avviare un nuovo ciclo, realizzando così un processo di miglioramento continuo, o Kaizen**.**

[7] La ISO 9001:15 al punto 6.1 (Azioni per affrontare rischi e opportunità), stabilisce che l'organizzazione, nel pianificare il sistema di gestione, deve considerare i fattori interni ed esterni rilevanti rispetto alle sue finalità e alla sua direzione strategica, e i pertinenti requisiti delle parti interessate e deve: determinare i rischi e le opportunità che è necessario affrontare per fornire assicurazione che il sistema di gestione possa conseguire gli esiti previsti, prevenire o ridurre gli effetti indesiderati, conseguire il miglioramento continuo; definire e mettere in pratica le azioni per affrontare questi rischi e opportunità e le modalità per integrare e attuare le azioni nei processi del proprio sistema di gestione e per valutare l'efficacia di tali azioni.

Direttiva PED allegato I *Requisiti Essenziali di Sicurezza*	ISO 9001:2015	
	correlazione diretta	**correlazione trasversale**
Osservazioni preliminari	**1. Scopo e campo di applicazione**	**3. Termini e definizioni** **4. Contesto dell'organizzazione (**4.2 Comprendere le esigenze e le aspettative delle parti interessate; 4.3 Determinare il campo di applicazione del sistema di gestione per la qualità) **5. Leadership**
1. Norme di carattere generale	**2. Riferimenti normativi** **8. Attività operative**	**3. Termini e definizioni**
2. Progettazione	**8. Attività operative** (8.3 Progettazione e sviluppo di prodotti e servizi)	**6. Pianificazione** (6.1 Azioni per affrontare rischi e opportunità; 6.2 Obiettivi per la qualità e pianificazione per il loro raggiungimento; 6.3 Pianificazione delle modifiche) **7. Supporto** (7.1 Risorse, 7.2 Competenza) **10. Miglioramento** (10.2 Non conformità e azioni correttive)
3. Fabbricazione 3.1. Procedure di fabbricazione 3.1.1. Preparazione dei componenti 3.1.2. Giunzioni 3.1.3. Prove non distruttive 3.1.4. Trattamento termico 3.1.5. Rintracciabilità	**7. Supporto** (7.1 Risorse, 7.2 Competenza) **8. Attività operative** (8.1 Pianificazione e controllo operativi; 8.2 Requisiti per i prodotti e i servizi; 8.3 Progettazione e sviluppo di prodotti e servizi; 8.4 Controllo dei processi, prodotti e servizi forniti dall'esterno; 8.5 Produzione e erogazione dei servizi; 8.6 Rilascio di prodotti e servizi) **9. Valutazione delle prestazioni** (9.1 Monitoraggio, misurazione, analisi e valutazione)	**6. Pianificazione** (6.1 Azioni per affrontare rischi e opportunità; 6.2 Obiettivi per la qualità e pianificazione per il loro raggiungimento; 6.3 Pianificazione delle modifiche) **7. Supporto** (7.3 Consapevolezza) **8. Attività operative** (8.7 Controllo degli output non conformi) **10. Miglioramento** (10.2 Non conformità e azioni correttive)
3.2. Verifica finale 3.2.1. Esame finale 3.2.2. Prova a pressione 3.2.3. Esame dei dispositivi di sicurezza	**8. Attività operative** (8.1 Pianificazione e controllo operativi) **9. Valutazione delle prestazioni** (9.1 Monitoraggio, misurazione, analisi e valutazione)	**10. Miglioramento** (10.2 Non conformità e azioni correttive)
3.3. Marcatura e/o etichettatura	**8. Attività operative** (8.2 Requisiti per i prodotti e i servizi; 8.6 Rilascio di prodotti e servizi)	
3.4. Istruzioni operative	**8. Attività operative** (8.2 Requisiti per i prodotti e i servizi; 8.6 Rilascio di prodotti e servizi)	**8. Attività operative** (8.7 Controllo degli output non conformi)
4. Materiali	**8. Attività operative** (8.2 Requisiti per i prodotti e i servizi)	

Tabella 3. Correlazione tra i RES ed i requisiti della ISO 9001

4. Conclusioni

La nuova Direttiva 2014/68/UE nel suo complesso non ha apportato modifiche di tipo sostanziale ma piuttosto di tipo formale. È possibile riepilogare e sintetizzare di seguito le conferme e le variazioni apportate.

Conferme rispetto alla Direttiva 97/23/CE:

- il campo di applicazione resta invariato, così come le esclusioni;
- non sono stati apportati cambiamenti nei Requisiti Essenziali di Sicurezza (RES);

- le 9 tabelle della valutazione della conformità restano invariate (eccezion fatta per i riferimenti agli articoli per le attrezzature aventi caratteristiche minori (o uguali) al limite inferiore della Categoria I)
- i certificati rilasciati dagli Organismi di Valutazione della Conformità a norma della Direttiva 97/23/CE sono validi (sino a scadenza), a norma della nuova Direttiva;
- le attrezzature a pressione che sono conformi alla Direttiva 97/23/CE saranno conformi anche alla nuova Direttiva

Dopo queste valutazioni, ci si potrà addentrare nell'analisi delle modifiche introdotte dalla Nuova Direttiva 2014/68/UE:

- ridefinizione degli operatori economici e loro responsabilità;
- riclassificazione dei fluidi secondo il Regolamento CLP;
- variazione dell'articolato (articoli e allegati);
- modifica denominazione di alcuni moduli.

Esistono evidenti corrispondenze e similitudini tra i RES ed i singoli requisiti della ISO 9001. In entrambi i casi un ruolo fondamentale è ricoperto dalla gestione dei processi. Come fortemente evidenziato i "principi di gestione per la gestione per la qualità" pongono particolare attenzione all'approccio per processi, indicando i criteri per definire e esaminare le attività in forma controllata attraverso dunque procedure e monitoraggi. Le Direttive di prodotto definiscono soglie minime ed i fabbricanti per poter garantire il rispetto dei RES devono di fatto definire e gestire in forma controllata i processi di progettazione e costruzione.

5. Bibliografia

[1] Decreto Legislativo 15 febbraio 2016, n. 26 "Attuazione della direttiva 2014/68/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relativa alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione". (Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 53 del 4-3-2016)

[2] Direttiva 2014/68/EU del 15 Maggio 2014 "Concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione". (Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L 189 del 27/06/2014)

[3] Regolamento CE n. 1272/2008 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2008 "Classificazione, etichettatura ed imballaggio delle sostanze e delle miscele"

[4] Guideline B-01 - Pressure Equipment Directive PED 2014/68/EU Commission's Working Group "Pressure"

[5] UNI EN ISO 9001:2015 "Sistemi di gestione per la qualità - Requisiti"

[6] UNI EN ISO 9000:2015 "Sistemi di gestione per la qualità - Fondamenti e vocabolario"

[7] ISO 31000:2009 "Risk Management – Principles and guidelines"

[8] MISE, circolare prot. 69094 del 15.05.15, "Classificazione delle attrezzature a pressione in applicazione dell'articolo 13 della direttiva 2014/68/UE del15 maggio 2014"

Industrie a rischio di incidente rilevante: confronto sulle discipline in vigore in alcuni stati aderenti alla UE in merito alle verifiche delle attrezzature a pressione

R. Balistreri*, G. Sferruzza**

*Inail - UOT di Cagliari
**Inail - UOT di Palermo

Abstract

Le industrie a rischio di incidente rilevante hanno sviluppato negli anni dei sistemi di gestione della sicurezza che consentono anche il monitoraggio di tutti i processi connessi con la sicurezza degli impianti, delle attrezzature e dei sistemi critici. Parallelamente hanno investito nella formazione degli ispettori interni e mantenuto un elevato standard di esperienze e conoscenze sulla scorta dei requisiti richiesti dall'applicazione di tecniche di indagine predittiva/proattiva e "risk based" indispensabili nell'ottimizzazione della gestione dei processi e della produttività degli impianti industriali complessi.

In alcuni paesi europei quali Francia e Inghilterra, in luogo delle verifiche puntuali (come avviene in Italia nel rispetto del D. Lgs. 81/08, art. 71 e DM 11/04/2011) previste su ogni singola attrezzatura di lavoro, è già ammesso un regime di verifica della sicurezza nell'esercizio delle attrezzature di lavoro che consente di sottoporre a "qualifica" e a successive "verifiche di sorveglianza periodica" il "Processo" mediante il quale il gestore/datore di lavoro, con le sue procedure e i suoi servizi ispettivi interni, assicura il mantenimento in sicurezza dell'esercizio delle attrezzature, soggette e non soggette a specifiche disposizioni di legge, e garantisce l'integrità nel tempo delle stesse attrezzature e l'efficienza dei dispositivi di protezione, nel rispetto degli intervalli prescritti dalle disposizioni normative.

In questa memoria si esamineranno anche i contributi riguardanti le esperienze olandesi nella regolamentazione del settore e, facendo la sintesi di altre normative internazionali già analizzate (francese e inglese), si valuterà l'interesse che l'industria di processo in Italia potrebbe trovare in progressi simili, volti al riconoscimento della professionalità, della consapevolezza dei propri doveri/obblighi e dell'alto grado di responsabilità commisurato al rischio associato all'impresa.

Questo lavoro si propone di analizzare un modello evoluto di gestione delle verifiche quale ulteriore passaggio verso un sistema nel quale gli esercenti di attività industriali a ciclo continuo rientranti fra gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante, organizzati e dotati di servizi ispettivi interni, nel rispetto di ben precisi requisiti di accreditamento e sotto la sorveglianza dell'operato da parte di un organo dello Stato che abbia anche un'organizzazione territoriale, possano eseguire le ispezioni e le verifiche periodiche tramite gli ispettori di detti servizi, nel rispetto di piani di ispezione preventivamente approvati. Si individueranno, inoltre, i requisiti minimi che i servizi di controllo ispettivo interno dovranno garantire, a parere dei relatori, per assicurare elevati standard di sicurezza.

L'adozione progressiva di tali modelli consentirebbe di affinare e ottimizzare i programmi manutentivi programmati e straordinari secondo logiche di massima responsabilizzazione,

qualificando e accrescendo i margini di competitività delle imprese italiane nel mercato europeo e mondiale.

1. Introduzione

Il settore delle verifiche periodiche riguardanti le attrezzature a pressione è disciplinato da decenni non solo in ambito nazionale ma in tutti i paesi della Comunità Europea da precise disposizioni legislative che individuano i soggetti preposti all'esecuzione di dette verifiche.
In Italia queste disposizioni cogenti hanno prescritto che gli utilizzatori di attrezzature a pressione ed, in particolare, gli utilizzatori/datori di lavoro di impianti industriali a ciclo continuo del settore chimico, petrolchimico e della produzione di energia elettrica (quasi tutti rientranti fra gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante) sottoponessero preliminarmente le istanze di verifica agli Enti preposti all'effettuazione delle stesse ed in special modo in occasione di operazioni di "Turnaround" ovvero di manutenzione straordinaria degli impianti.
Un importante passo avanti dell'impianto regolatorio è stato fatto con l'emanazione dei decreti attuativi previsti dall'art. 71 del Testo Unico con l'introduzione di un sistema pubblico-privato dei soggetti preposti all'esecuzione delle verifiche che ha consentito agli utilizzatori di ottimizzare le tempistiche circa l'esecuzione delle verifiche senza disattendere le esplicite disposizioni di legge.
Questo lavoro si propone di analizzare un modello evoluto di gestione delle verifiche quale ulteriore passaggio verso un sistema nel quale gli esercenti di attività industriali a ciclo continuo rientranti fra gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante, organizzati e dotati di servizi ispettivi interni, nel rispetto di ben precisi requisiti di accreditamento e sotto la sorveglianza dell'operato da parte di un organo dello Stato, possano eseguire le ispezioni e le verifiche periodiche tramite ispettori di detti servizi nel rispetto di piani di ispezione preventivamente approvati.
Il modello ipotizzato dovrà essere applicato alle industrie rientranti fra gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante in quanto destinatarie di specifici articoli di legge che già ne riconoscono l'alto grado di affidabilità, specifiche deroghe e attribuzioni, come ad esempio l'art. 57 bis del D.L. 9 febbraio 2012, n.5, convertito con modificazioni dalla L. 4 aprile 2012 n. 35 e modificato dall'art. 36 (comma 5.2.) della Legge n. 134 del 7 agosto 2012.
Tale modello, disciplinato per ottimizzare e migliorare lo standard di sicurezza previsto con l'attuale sistema di verifiche e per garantire la massima trasparenza dei ruoli, porterebbe sicuramente ad una semplificazione e, da non sottovalutare, darebbe un impulso alla competitività delle imprese che operano nel territorio nazionale.
In ultimo è doveroso precisare che tale modello non ridurrebbe o ridimensionerebbe in alcun modo le titolarità dei soggetti pubblici allo stato impegnati nella verifica e sorveglianza di dette attrezzature.

2. Evoluzione della normativa italiana in materia di costruzione ed esercizio di attrezzature a pressione

Negli ultimi anni il quadro normativo nazionale riguardante la progettazione, la costruzione e l'esercizio delle attrezzature a pressione è stato radicalmente modificato da nuove disposizioni legislative.
Occorre ricordare, ripercorrendo l'iter normativo previgente, che la storia degli apparecchi a pressione in Italia si identifica con quella dell'ANCC (Associazione nazionale per il Controllo della Combustione), nata con il R.D. n°1331 del 9 luglio 1926 come ente di diritto pubblico con competenze di prevenzione infortuni e risparmio energetico.

Agli inizi del secolo scorso l'industria siderurgica e le tecniche di costruzione erano ben lungi da quelle che conosciamo oggi in quanto le lamiere ed i tubi avevano dimensioni e spessori limitati, le giunzioni tra le lamiere erano generalmente ottenute tramite chiodatura in quanto la saldatura non era così diffusa e sicura. I recipienti a pressione, destinati a contenere nella stragrande maggioranza dei casi vapor d'acqua, erano dei capolavori di carpenteria ma erano anche di precaria stabilità anche se è vero che le pressioni in gioco erano più basse di quelle attuali, ma è anche vero che la stabilità dei recipienti era limitata.
L'ANCC iniziò materialmente ad operare con l'emanazione del R.D. n°824 del 12 maggio 1927 che può essere considerata la legge quadro che ha regolamentato la costruzione, l'installazione e l'esercizio dei Generatori di Vapore e degli Apparecchi a Pressione di Vapore e di Gas.
Questo regolamento prevedeva, per tutti gli apparecchi non esclusi dal campo di applicazione, una denuncia preventiva da parte del costruttore e le successive verifiche obbligatorie in sede di costruzione da parte dell'ANCC con rilascio del libretto matricolare e, dopo l'installazione in un impianto, una verifica di primo o nuovo impianto e le successive verifiche periodiche secondo le frequenze indicate nel regolamento.
Nel periodo postbellico la situazione economica del paese era in condizioni disastrose. Nella ricostruzione si fu costretti ad agire principalmente nei riguardi dei problemi più impellenti che riguardavano principalmente l'edilizia civile e le attività industriali.
Nel campo industriale, in particolare, fummo obbligati a ripartire utilizzando, per necessità, i vecchi impianti e macchinari.
Anche per le ragioni su esposte i successivi provvedimenti normativi assunti dai Ministeri vigilanti verso la metà degli anni settanta sono basati su integrazioni a questo regolamento.
Con il progredire della tecnica nel corso degli anni sono state apportate delle modifiche alla regolamentazione del settore cercando di renderla più aderente allo sviluppo tecnico ma si è sempre trattato di interventi parziali che non ne hanno modificato la filosofia di base.
La prima necessità emersa negli anni è stata quella di fornire precise e più attuali disposizioni per la progettazione e la costruzione di apparecchi a pressione e, dopo l'emanazione tramite circolare ANCC di un volume denominato "Proposta di Nuova Regolamentazione" (PNR), fu emanato il D.M. 21/11/1972 (Norme per la costruzione degli apparecchi a pressione) a cui seguì l'emanazione da parte dell'ANCC, che aveva il potere normativo, delle specificazioni tecniche dello stesso decreto e ciò attraverso l'elaborazione delle Raccolte VSR (Verifica di stabilità recipienti), VSG (Verifica di Stabilità Generatori), M (Materiali), S (Saldature) adeguando l'Italia alle impostazioni regolamentari de settore di altri paesi tecnologicamente avanzati.
In analogia a quanto profondamente variato per la fase di progettazione e costruzione degli apparecchi a pressione, per tener conto dell'accresciuto livello di sicurezza raggiunto nella progettazione e costruzione degli apparecchi a pressione, dopo qualche anno venne emanato il D.M. 21/05/1974 (Norme integrative del regolamento approvato con regio decreto 12 maggio 1927, n.824, e disposizioni per l'esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchi a pressione) che, come indicato nel titolo, introdusse l'istituto dell'esonero dalle verifiche di primo o nuovo impianto e periodiche, l'esonero dalla prescrizione della presenza continua del conduttore abilitato per i generatori di limitata potenzialità, il concetto di caldaia a funzionamento automatico e l'innovazione della categorizzazione degli apparecchi a pressione, fatta esclusivamente in base all'energia immagazzinata (pressione di progetto x volume interno), escludendo dalle verifiche di impianto quelli rientranti nella classe a) e dalle verifiche periodiche quelli rientranti nella classe b).

Dopo lo scioglimento dell'ANCC, avvenuto nel 1979, i compiti omologativi sui prodotti industriali, relativamente alla costruzione e primo impianto, sono stati attribuiti all'ISPESL mentre il potere normativo è stato attribuito ai tre Ministeri interessati (Sanità, Industria e Lavoro).
Questa trasmigrazione di competenze ha comportato di fatto il blocco della normativa, elevando le Raccolte al rango di norme di legge, modificabili solo a fronte di un Decreto Ministeriale congiunto di ben tre ministeri (Industria, Sanità e Lavoro).
Alla fine del secolo scorso, analogamente a quanto avvenuto negli anni settanta ma anche per le motivazioni di seguito esposte, il primo settore ad essere interessato da un radicale cambiamento è stato quello della progettazione e costruzione degli apparecchi a pressione con l'emanazione del D. Lgs. n. 93 del 25/02/2000 di recepimento di una delle Direttive europee del cosiddetto "Nouvelle Approche" ossia la Direttiva 97/23/CE meglio conosciuta come PED (Pressure Equipment Directive), entrata obbligatoriamente in vigore a far data dal 29 maggio 2002, i cui contenuti sono indirizzati ai "Fabbricanti" di attrezzature a pressione.
Le motivazioni per cui è nata questa Direttiva derivano da uno dei presupposti fondamentali su cui si basa l'Unione Europea ossia la libera circolazione delle merci fra i paesi aderenti.
La Direttiva pone fine a uno scenario notevolmente frammentato all'interno dell'Unione Europea, in riferimento ai vari sistemi di certificazione per tali tipologie di attrezzature
Con la PED si passa da un sistema retto da disposizioni di legge e specifiche tecniche puntuali e vincolanti, in cui il controllo in Italia era effettuato unicamente dall'ISPESL, ad un sistema in cui sono soppresse le attività di omologazione statale a favore delle attività di certificazione della conformità affidate a organismi privati (Organismi Notificati e Ispettorati degli Utilizzatori) o, in alcuni casi,agli stessi fabbricanti e vengono imposti solo i principi base nei Requisiti Essenziali di Sicurezza lasciando libero il fabbricante nella scelta delle norme tecniche, con l'obbligo però di dimostrare che l'attrezzatura è conforme ai RES della Direttiva.
Tra le novità introdotte dalla Direttiva 97/23 CE in Italia rientra l'obbligo della conformità alla PED di tipologie di attrezzature che risultavano esclusi dal campo di applicazione della previgente normativa, quali i recipienti per liquidi e le tubazioni.
E' utile ricordare, ai fini della trattazione del seguente articolo, che la direttiva PED individua quattro differenti categorie secondo criteri di rischio crescenti, in relazione all'energia accumulata nell'attrezzatura a pressione.
In base alla categoria di rischio determinata tramite le nove tabelle allegate, corrispondenti alle diverse tipologie di attrezzature a pressione (Recipienti, Generatori di Vapore e tubazioni) ed al tipo di fluido di processo (pericoloso o non pericoloso), in relazione all'energia accumulata nell'attrezzatura a pressione, le procedure di valutazione della conformità applicabili (moduli) sono i seguenti:
Categoria I: modulo A
Categoria II: moduli A1, D1, E1
Categoria III: moduli B1+D, B1+F, B+E, B+C1, H
Categoria IV: moduli B+D, B+F, G, H1
Una volta classificata l'attrezzatura a pressione in base alla categoria, la direttiva attribuisce al fabbricante la possibilità di scegliere la procedura più consona alle proprie esigenze e strategie aziendali.
Il fabbricante può anche scegliere di applicare una delle procedure previste per una categoria superiore, se esistente
Tra i moduli indicati è opportuno evidenziare che, in particolare, sono previsti anche moduli di qualità (D, D1, E, E1, H e H1) che prevedono la valutazione e sorveglianza del sistema qualità messo in atto dal fabbricante da parte di un Organismo Notificato a

garanzia della conformità delle attrezzature a pressione alla direttiva. Nel caso del Modulo H1 viene effettuata anche l´approvazione del progetto.
Un altro aspetto innovativo previsto dall'art. 14 della Direttiva PED riguarda la possibilità per gruppi industriali di far svolgere i compiti di valutazione di conformità di attrezzature a pressione o insiemi impiegati negli impianti gestiti dal gruppo industriale ad un Ispettorato degli utilizzatori stessi.
Occorre evidenziare che, tra i criteri da soddisfare per l'autorizzazione degli ispettorati degli utilizzatori, elencati nell'Allegato V del D. Lgs. 93/2000, è previsto, in particolare, nei primi due commi che:

- *Gli ispettorati degli utilizzatori devono essere identificabili come organizzazione e, all'interno del gruppo di cui fanno parte, devono disporre di metodi di relazione che ne assicurino e dimostrino l'imparzialità. Essi non devono avere responsabilità alcuna del progetto, della fabbricazione, della fornitura, del montaggio, del funzionamento o della manutenzione delle attrezzature a pressione o degli insiemi e non si devono impegnare in attività che potrebbero pregiudicarne l'indipendenza di giudizio e l'integrità riguardo alle attività d'ispezione da essi svolte.*
- *Gli ispettorati degli utilizzatori e il personale incaricato del controllo devono eseguire le operazioni di valutazione e verifica con il massimo di integrità professionale e competenza tecnica e devono essere liberi da qualsivoglia pressione e incentivo, soprattutto di ordine finanziario, che possa influenzare il loro giudizio o i risultati dei controlli, in particolare da pressioni che provengano da persone o gruppi di persone interessati ai risultati delle verifiche.*

Analogamente al processo avvenuto nella seconda metà degli anni '70 a seguito dell'emanazione del D.M. 21/11/1972, il 28 gennaio 2005 è stato pubblicato sulla G.U. il decreto del Ministero delle Attività Produttive n. 329 del 1° dicembre 2004 (nel proseguo D.M. 329/04), che, portando a termine il mandato specifico disposto dall'art. 19 del D. Lgs. 93/2000 di recepimento della direttiva 97/23/CE PED, ossia di armonizzare le prescrizioni vigenti in materia di esercizio, definisce gli obblighi per la messa in servizio e l'utilizzazione delle attrezzature ed insiemi a pressione introducendo nuove procedure per gli "Utilizzatori" di queste attrezzature.
In aggiunta alle disposizioni previste dal D.M. 329/04 ulteriori aspetti innovativi sono stati introdotti dal D. Lgs. 81/08 e s.m.i. e, nello specifico, assumono particolare rilevanza le previsioni e gli obblighi previsti al Capo I del Titolo III in merito all'uso delle attrezzature di lavoro.
L'art. 71 comma 8 del T.U. dispone, infatti, ulteriori obblighi a carico del Datore di Lavoro per le attrezzature di lavoro elencate nell'Allegato VII ed in particolare per le attrezzature a pressione, qualora vengano installate ed esercite in ambienti di lavoro.
In attuazione dell'art. 71 comma 13 è stato, altresì, emanato il Decreto del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali dell'11 aprile 2011 che disciplina le modalità delle verifiche periodiche di cui all'Allegato VII del D. Lgs. 81/2008 ed i criteri per l'abilitazione dei soggetti abilitati che possono eseguire la prima delle verifiche periodiche, su delega dell'INAIL entro 45 giorni dalla richiesta o direttamente incaricati dal Datore di Lavoro se decorrono detti termini, e le verifiche periodiche successive direttamente su incarico del Datore di Lavoro.
Al termine di questa breve descrizione sull'evoluzione della normativa italiana negli ultimi cinquanta anni in materia di costruzione ed esercizio di attrezzature a pressione, per quanto attiene il regime delle verifiche, si può concludere che ad una sostanziale continuità delle verifiche previste corrisponde una diversa attribuzione delle competenze e responsabilità per i soggetti preposti alle verifiche ed una ridefinita responsabilità dei fabbricanti di attrezzature a pressione ed in particolare del Datore di Lavoro che viene

posto quale responsabile attivo dell'esercizio in sicurezza di queste particolari attrezzature di lavoro.

3. Principali peculiarità delle normative francese, inglese e olandese in materia di esercizio di attrezzature a pressione

Si deve premettere che la genesi di questo lavoro è stata ispirata dalle conclusioni di un dibattito durante una tavola rotonda tenutasi a Cagliari nel giugno del 2015, che ha visto da una parte i rappresentanti delle industrie di processo e dall'altra gli esperti del Dipartimento Innovazione Tecnologica dell'INAIL. L'argomento principale riguardava le novità introdotte dall'allora recente pubblicazione della direttiva 2014/68 UE che sostituisce la 97/23 CE. Durante il dibattito venne evidenziato come le imprese italiane, che quotidianamente si misurano con le concorrenti straniere (europee e non) debbano sottostare all'obbligo di sottoporre a verifiche di legge determinate attrezzature a pressione; tali verifiche, da eseguirsi a cura di soggetti terzi, si aggiungono ai controlli che queste imprese svolgono attraverso il loro personale ispettivo, con l'obiettivo di garantire la sicurezza, la produttività e l'ottimizzazione dei processi negli impianti industriali complessi. Durante il dibattito è emerso che in altri paesi europei, invece, tali "verifiche", a specifiche condizioni, sono a cura dell'attore principale del processo: "l'esercente". Questo comporta importanti risparmi economici e una più agevole gestione dell'attività di monitoraggio e verifica che verrà "programmata" e svolta dagli uffici ispettivi interni, nel rispetto delle scadenze di legge e coerentemente con i piani delle fermate. La curiosità c'ha portato ad approfondire quali fossero i paesi in Europa ad avere una legislazione nazionale che consentisse agli esercenti di attestare, mediante verifiche "interne" la sicurezza delle attrezzature a pressione che esercivano.
Una prima evidenza è stata il "Safety of pressure systems - Pressure Systems Safety Regulations 2000 - Approved Code of Practice" dell'HSE inglese.
Un ulteriore riscontro lo abbiamo trovato nel codice francese "Décision BSEI n° 13-125 du 31 décembre 2013 relative aux services inspection reconnus".
Le ultime norme esaminate sono i decreti olandesi: "Besluit van 8 november 2010, houdende wijziging van het Warenwetbesluit drukapparatuur inzake de uitvoering van keuringen en herkeuringen van drukapparatuur, samenstellen en druksystemen" - Decreto del 8 novembre 2010, che modifica la legge sui prodotti e sulle attrezzature, insiemi e sistemi a pressione, per l'attuazione dei controlli e delle ispezioni successive [3] - e il "Besluit van 15 juni 2016, houdende vaststelling van het Warenwetbesluit drukapparatuur 2016 en wijziging van het Arbeidsomstandighedenbesluit, het Warenwetbesluit liften 2016 en het Warenwetbesluit bestuurlijke boeten (Warenwetbesluit drukapparatuur 2016)" - Decisione del 15 giugno 2016, che definisce modifiche per la norma di prodotto sulle attrezzature a pressione Commodities Act 2016 e modifica il decreto sulle condizioni di lavoro e le materie prime nonché la legge su sanzioni amministrative (Commodities Pressure Equipment Act 2016) [4].

3.1 L'esperienza inglese

La lettura del PSSR 2000 – APPROVED CODE OF PRACTICE [1], ha evidenziato come i criteri sulle verifiche delle attrezzature a pressione siano figli di una tradizione "liberista" che individua nell'utilizzatore o nel proprietario dell'attrezzatura (a seconda che si tratti di attrezzature o impianti fissi ovvero trasportabili) la responsabilità di incaricare una "persona competente" interna all'organizzazione o esterna, al fine di redigere, certificare e aggiornare il "Programma dei Controlli", che accompagnerà l'attrezzatura a pressione dalla messa in servizio fino alla demolizione. Sempre a persona competente, interna o esterna

all'organizzazione e incaricata in tal senso, spetta il compito di svolgere le verifiche previste nei modi e agli intervalli definiti nel "Programma dei Controlli" e certificarne il risultato. La lettura del PSSR 2000 evidenzia come in Gran Bretagna l'autorità pubblica abbia competenze almeno nei seguenti casi:

1. riceve dall'utilizzatore o dal proprietario le notifiche di modifica dell'intervallo di verifica previsto originariamente nel "Programma dei Controlli" quando sono applicabili le condizioni previste dal Regolamento PSSR 2000;
2. nel caso di pericolo imminente, rilevato durante la verifica periodica a cura della "persona competente", riceve dalla stessa, entro 14 giorni, il rapporto di verifica con le prescrizioni;
3. svolge ispezioni nei luoghi di lavoro.

Di contro si definiscono i requisiti che deve avere la "persona competente", intesa come organizzazione o come singolo, se indipendente o facente parte dell'organizzazione dell'utilizzatore o del proprietario dell'attrezzatura a pressione. I requisiti riguardano almeno:

1. il livello di esperienza e conoscenza pratica e teorica che deve possedere per svolgere le sue funzioni, normalmente condizionato dalla livello di pericolosità dell'attrezzatura a pressione;
2. possibilità di svolgere e/o interpretare indagini e controlli specialistici non distruttivi;
3. un organizzazione idonea e dotata di adeguate professionalità;
4. il rispetto di standard di correttezza professionale.

L'accreditamento da parte di UKAS secondo EN ISO/IEC 17020, per quanto di natura volontaria, è fortemente raccomandato per la "persona competente" che svolge le sue attività negli impianti ad elevato pericolo e che richiedono il più alto livello di conoscenza ed esperienza, rientrando nella categoria C (la più elevata delle tre previste).

Oltre alle verifiche descritte più sopra citiamo il regolamento "Hazardous Installation Directorate - HID - Regulatory Model - Safety Management in Major Hazard Industries" che descrive gli obiettivi e i criteri per l'implementazione del sistema di gestione della sicurezza per le industrie a rischio di incidente rilevante che eserciscono attrezzature e impianti dove si detengono o si utilizzano sostanze altamente pericolose, la cui fuoriuscita/dispersione nell'ambiente circostante può avere effetti rilevanti sulla salute di persone e di animali. È in virtù di questo regolamento che derivano gli obblighi di valutazione dei rischi connessi alla detenzione e all'esercizio di impianti che utilizzano sostanze pericolose visto che il PSSR 2000 non copre il rischio dovuto alla dispersione di sostanze pericolose a meno che questo non avvenga con rilascio di energia.

3.2 L'esperienza francese

La lettura del Codice "Décision BSEI n. 13-125 du 31 décembre 2013 [2] relative aux services inspection reconnus", ha evidenziato come la Francia, che ha avuto per anni una legislazione in materia di sicurezza nell'esercizio di attrezzature a pressione molto simile a quella italiana, nel campo delle verifiche periodiche abbia virato verso un approccio che ha molte similitudini con il PSSR 2000 inglese e con la filosofia della direttiva PED. Come evidenziato nel capitolo 2, la direttiva prevede che i gruppi industriali che hanno più stabilimenti nel territorio dello stato di appartenenza, se intendono dotarsi di un "ispettorato degli utilizzatori", possono provvedere tramite questo alla attestazione della conformità alla direttiva stessa nell'applicazione del modulo di certificazione scelto dal fabbricante a cui è stata commissionata una attrezzatura a pressione o un insieme per uno degli stabilimenti del gruppo. Il limite principale, oltre al minor numero di moduli applicabili, è che l'attrezzatura o l'insieme così certificati non possono essere installati in impianti che non

appartengono al gruppo industriale di cui l'ispettorato fa parte (anche per questo non devono recare la marcatura CE sulla targa).
Il Codice "Décision BSEI n. 13-125" introduce il "servizio ispettivo" che, similmente, è individuato all'interno dell'organizzazione dell'utilizzatore/datore di lavoro ed è responsabile del monitoraggio continuo ed il controllo di specifiche attrezzature a pressione, installate ed esercite nello/negli stabilimenti del gruppo, al fine di garantire la sicurezza delle persone e dei beni, e per concorrere alla protezione dell'ambiente. Per queste attrezzature a pressione stabilisce piani di ispezione che definiscono la natura e la periodicità dei controlli periodici e di riqualificazione periodica.
Con ciò possiamo già notare alcune similitudini con l'approccio inglese e a maggior ragione per il fatto che questi servizi ispettivi hanno l'obbligo dell'accreditamento secondo il tipo B delle EN 17020 (obbligatorio e non "raccomandato" come per PSSR 2000).
Notiamo anche alcune differenze, quali:

1. i servizi ispettivi, che possono avere un livello centrale e servizi locali nei diversi stabilimenti del gruppo oppure essere solo locali (senza un livello centrale), presso lo/gli stabilimenti del gruppo, sono autorizzati con specifico "Riconoscimento" rilasciato dal Ministero responsabile per la sicurezza industriale nel caso dei servizi con livello centrali o dal Prefetto nel caso dei servizi senza livello centrale. È prevista pertanto una specifica autorizzazione dell'autorità statale a poter svolgere tale attività.
2. I servizi ispettivi centrali e locali sono sottoposti ad un regime di ispezioni a cura di apposite commissioni ministeriali o del Dipartimento regionale responsabile della sorveglianza degli apparecchi a pressione sotto la cui autorità territoriale si trova lo stabilimento industriale.
3. A seguito di non conformità gravi, riscontrate durante le ispezioni, il Riconoscimento può essere sospeso o revocato dall'autorità preposta.
4. Il servizio ispettivo riconosciuto, con o senza livello centrale, ha l'obbligo di informare il dipartimento regionale responsabile della vigilanza delle attrezzature a pressione sugli incidenti che si verificano sugli impianti, provocati dal guasto di una attrezzatura a pressione o l'avaria di un sistema di protezione o che possono dare origine ad avarie e cedimenti di attrezzature a pressione.
5. L'implementazione dei piani d'ispezione deve seguire le prescrizioni e le indicazioni delle Guide e delle Linee Guida elencate nell'art. 22 dello stesso Codice "Décision BSEI n. 13-125".

Dall'evoluzione che i regolamenti in materia di sicurezza nell'esercizio di attrezzature a pressione hanno avuto in Francia, anche per l'originaria filosofia che accomunava le discipline italiana e francese, possiamo sicuramente trarre delle utili proposte e spunti per aggiornare le leggi che disciplinano la materia in Italia, suggerendo inoltre delle correzioni al decreto DM 329/04, che sono il risultato di dodici anni di applicazione.

3.3 L'esperienza olandese

La lettura della norma "Besluit van 15 juni 2016, houdende vaststelling van het Warenwetbesluit drukapparatuur 2016 en wijziging van het Arbeidsomstandighedenbesluit, het Warenwetbesluit liften 2016 en het Warenwetbesluit bestuurlijke boeten (Warenwetbesluit drukapparatuur 2016)" - Decisione del 15 giugno 2016, che definisce modifiche per la norma di prodotto sulle attrezzature a pressione Commodities Act 2016 e modifica il decreto sulle condizioni di lavoro e le materie prime nonché la legge su sanzioni amministrative (Commodities Pressure Equipment Act 2016) [4], ha evidenziato come l'Olanda nel campo delle verifiche periodiche abbia un approccio che ha subito una importante evoluzione dall'entrata in vigore della direttiva 97/23CE PED.

In particolare nel 2010, si introduceva, un articolo che assegnava specifici compiti al "Dipartimento di ispezione/servizio d'ispezione" dell'utente specificandone i requisiti, le attribuzioni e le attività di competenza, nonché le condizioni di operatività e nello specifico il fatto che poteva operare sotto la supervisione di un organismo di controllo designato.
In particolare poteva essere autorizzato a svolgere le seguenti attività:
1. svolgimento di indagini in relazione a riesami (ispezioni successive) di cui all'articolo 12 c che nello specifico consente il controllo delle condizioni interne di attrezzature mediante un'ispezione interna o di altre tecniche di controllo appropriate, focalizzate all'indagine sullo stato di conservazione all'interno delle attrezzature a pressione.
2. svolgimento di indagini nel contesto delle riparazioni e modifiche strutturali previste dall'articolo 14 a, quarto paragrafo.
Inoltre l'organismo di controllo designato verificava che il servizio di ispezione degli utenti avesse predisposto la dichiarazione di riesame (ispezioni successive), la dichiarazione di messa in servizio e la dichiarazione di ispezione interna.
Con la nuova norma, che recepisce le novità introdotte dalla direttiva 2014/68 UE, leggendo l'articolo 36 che riguarda nello specifico il Servizio/Dipartimento di ispezione degli utilizzatori, si riscontra che:

1. Il servizio d'ispezione di un utente deve lavorare esclusivamente per il gruppo a cui il Servizio/Dipartimento di ispezione appartiene. Questo gruppo utilizza una politica di sicurezza comune per quanto riguarda le specifiche tecniche per la progettazione, fabbricazione, fornitura, installazione, il funzionamento, l'ispezione e la manutenzione delle attrezzature.

2. Il servizio d'ispezione dell'utente deve avere una struttura identificabile all'interno dell'organizzazione di cui il servizio d'ispezione fa parte, con organigrammi che garantiscono la sua imparzialità. Il servizio d'ispezione dell'utente e il suo personale non devono essere responsabili per la progettazione, fabbricazione, fornitura, installazione, il funzionamento, l'ispezione e la manutenzione delle attrezzature e qualsiasi attività che siano in contrasto con la loro indipendenza di giudizio e l'integrità delle loro attività di ispezione.

3. Un servizio d'ispezione dell'utente utilizza un sistema di gestione della qualità certificata per l'adempimento delle sue funzioni.

4. Un servizio d'ispezione dell'utente è autorizzato ad esercitare sotto la supervisione di un organismo di valutazione della conformità, i seguenti compiti e per quanto riguarda la certificazione da parte dell'organismo di valutazione della conformità:

a. Lo svolgimento delle indagini in relazione a riesami (ispezioni successive) previsti dall'articolo 22, paragrafo sesto e nello specifico:
   1) il controllo delle condizioni interne di attrezzature attraverso un'indagine interna o altre ricerche appropriate focalizzate allo stato di conservazione interno;
   2) il controllo delle condizioni esterne delle apparecchiature a pressione.

b. svolgimento di indagini e verifiche di riparazione come previste dall'articolo 26, paragrafo terzo.

5. L'organismo di valutazione della conformità, autorizza il servizio d'ispezione del l'utente all'esecuzione della verifica di cui all'articolo 22, paragrafo nove, la verifica periodica e, ai

sensi dell'articolo 26, comma ottavo, per quanto riguarda l'ispezione da parte del servizio d'ispezione degli utenti.

Oltre a quanto sopra riportato si evidenziano alcuni punti riportati nella relazione di accompagnamento del Decreto dell'8 novembre 2010 [3] ed in particolare le osservazioni riguardanti alcuni articoli del provvedimento.
In particolare si sottolinea il lavoro di raccordo ed armonizzazione volto ad eliminare la frammentazione ed aumentare la chiarezza per quanto riguarda i requisiti dei servizi di ispezione degli utenti e le modalità di effettuazione delle ispezioni periodiche, mantenendo invariate le condizioni di sicurezza delle attrezzature a pressione. Viene rappresentato, inoltre, che alla data di pubblicazione del provvedimento il numero di aziende con un proprio servizio d'ispezione è aumentata nel corso degli anni fino a circa 30.
Altro aspetto importante, che non si ritrova in alcuna delle norme esaminate, riguarda le conseguenze finanziarie, in termini di risparmi economici derivanti dall'impatto dell'applicazione delle norme introdotte dal Decreto.
Queste economie sono descritte nel capitolo sulle implicazioni finanziarie nel quale viene specificato in termini quantitativi e per singole voci dettagliate, riportate in apposita tabella, che le conseguenze stimate derivanti dall'applicazione del Decreto, in un paese come l'Olanda avrebbero prodotto risparmi di circa 15.625,00 mln di €.
Una voce importante nella determinazione dei risparmi economici riguarda la flessibilità nella definizione degli intervalli tra una verifica periodica e la successiva e l'eventuale uso di altri metodi in sostituzione della visita interna dell'apparecchiatura per evitarne la messa fuori servizio e l'apertura. L'esperienza e le tecniche di indagine CND, rendono disponibili oggigiorno metodi che possono essere alternativi all'esame visivo interno; la possibilità di usare metodi alternativi funziona anche da incentivo verso la ricerca e lo sviluppo tecnologico di procedimenti sempre più innovativi ed efficaci. Per l'utente di tali apparecchiature questo comporta che l'attrezzatura non ha bisogno di essere aperta e di conseguenza non deve essere svuotata e/o bonificata con la frequenza abituale. Si sottolinea che l'estensione del periodo di verifica e l'uso di metodi sostitutivi alla visita interna sono subordinati alla dimostrazione che non producano rischi ulteriori nell'esercizio in sicurezza dell'attrezzatura. In entrambi i casi l'autorizzazione è a cura di un organismo di controllo o da un ispettorato degli utilizzatori.
Un secondo aspetto, che anch'esso non si ritrova in alcuna delle norme esaminate, riguarda l'impatto del Decreto sulla salvaguardia ambientale derivante dalla riduzione dei volumi di scorie e rifiuti prodotti durante le fermate degli impianti e per la mancata apertura delle attrezzature a pressione che vengono rivalutate con metodi alternativi all'ispezione interna.
Con questi criteri, pur nel rispetto dei livelli di sicurezza o, in alcuni casi, con un aumento degli stessi, si rende possibile un notevole risparmio per l'utilizzatore delle attrezzature a pressione. In aggiunta alle economie più sopra descritte è possibile prevedere una significativa riduzione dell'inquinamento ambientale: anche se questo non è facilmente monetizzabile, è palese il risparmio derivante dalla riduzione dei volumi di sostanze pericolose da smaltire, prodotte durante le fermate degli impianti a ciclo continuo.

4. Un modello nella gestione delle attrezzature a pressione per le industrie a rischio di incidente rilevante in Italia

Fin qui la trattazione ci ha consentito di descrivere lo stato dell'arte in materia di sicurezza nella costruzione, installazione ed esercizio di attrezzature a pressione in Italia. L'analisi di alcune normative vigenti in tre importanti paesi della UE, uno, la Gran Bretagna, con una tradizione decisamente liberista, la Francia con una tradizione molto simile a quella

italiana e infine l'Olanda che negli ultimi quindici anni ha modificato significativamente il proprio approccio, ha evidenziato come le industrie del Bel Paese possano certamente affermare che "l'erba del vicino… è decisamente più verde", non fosse altro per la possibilità che in questi paesi viene data a quelle ben organizzate e strutturate di accreditare i propri servizi di ispezione interni al fine di corrispondere all'obbligo di garantire e attestare in prima persona, con ispezioni e verifiche periodiche nel rispetto di rigorosi piani di ispezione precedentemente approvati, la sicurezza delle persone, degli animali, delle cose e dell'ambiente.

Poste queste premesse e facendo un passo indietro, approfondiamo i contenuti dell'allegato I al già richiamato Decreto del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali dell'11 aprile 2011, che disciplina le modalità delle verifiche periodiche di cui all'Allegato VII del D. Lgs. 81/2008 ed i criteri per l'abilitazione dei soggetti abilitati che possono eseguire tali verifiche. Ricordando che possono fare richiesta di abilitazione "soggetti pubblici o privati" riportiamo di seguito i criteri.

Leggendo l'allegato I si ritrova:

"…*Criteri di abilitazione dei soggetti pubblici o privati per poter effettuare le verifiche di cui all'articolo 71, comma 11, del decreto legislativo n. 81/2008.*
1. I soggetti pubblici o privati di cui all'articolo 71, comma 11, del decreto legislativo n. 81/2008, devono possedere almeno i seguenti requisiti:
a) certificato di accreditamento ***quale organismo di ispezione di tipo A, ai sensi della norma UNI CEI ENISO/IEC 17020:2012****, emesso da ente di accreditamento riconosciuto a livello europeo ai sensi del regolamento CE765/2008, con scopo di accreditamento evidenziante la competenza del soggetto richiedente ad operare nel settore oggetto della richiesta di abilitazione, ovvero un'organizzazione conforme ai requisiti della norma UNI CEI EN ISO/IEC 17020 adeguatamente documentata, che garantisca competenza dei soggetto richiedente ad operare nel settore oggetto della richiesta di abilitazione, oltre che indipendenza, imparzialità ed integrità propria e del proprio personale rispetto alle attività di progettazione, consulenza, fabbricazione, installazione, manutenzione, commercializzazione e gestione eventualmente legate in maniera diretta o indiretta alle attrezzature di cui all'allegato VII del decreto legislativo n. 81/2008; … Omissis"[5]*

A questo punto, visto che il succitato decreto precisa che il soggetto privato o pubblico deve essere accreditato come "parte terza" (il tipo A per l'appunto), vediamo nell'allegato A della UNI EN 17020:2012 quali sono i principali requisiti per gli organismi di ispezione di Tipo A:

"L'organismo di ispezione citato al punto 4.1.6 a) deve soddisfare i requisiti riportati nel seguito:
a) L'organismo di ispezione deve essere indipendente dalle parti coinvolte.
b) L'organismo di ispezione ed il suo personale non devono impegnarsi in alcuna attività che possa essere in conflitto con la loro indipendenza di giudizio ed integrità in relazione alle loro attività di ispezione. In particolare, essi non devono essere impegnati nella progettazione, fabbricazione, fornitura, installazione, acquisto, proprietà, utilizzo o manutenzione degli elementi sottoposti ad ispezione.
c) Un organismo di ispezione non deve far parte di un soggetto giuridico che è impegnato nella progettazione, fabbricazione, fornitura, installazione, acquisto, proprietà, utilizzo o manutenzione degli elementi sottoposti ad ispezione.
d) L'organismo di ispezione non deve essere collegato ad un soggetto giuridico separato impegnato nella progettazione, fabbricazione, fornitura, installazione, acquisto, proprietà, utilizzo o manutenzione degli elementi sottoposti ad ispezione, mediante quanto segue:

1) proprietà comune, eccetto ove i proprietari non abbiano alcuna capacità di influenzare l'esito di un'ispezione;
2) persone incaricate da un comune proprietario nei consigli di amministrazione o loro equivalenti delle organizzazioni, eccetto ove questi esercitino funzioni che non hanno alcuna influenza sull'esito di un'ispezione;
3) riferire direttamente allo stesso livello più elevato di direzione, eccetto ove questo non possa influenzare l'esito di un'ispezione;
4) impegni contrattuali, o altri mezzi che possano avere una capacità di influenzare l'esito di un'ispezione." [6]

È nostro parere che, combinando i requisiti generali del decreto 11 aprile 2011 con quelli previsti dall'allegato A della UNI EN 17020:2012 non sia vietato, a un qualunque gruppo industriale pubblico o privato, costituire una società opportunamente separata per garantire la terzietà, che svolga le verifiche periodiche in qualità di "soggetto abilitato".
Siamo ovviamente molto lontani dal servizio ispettivo interno dell'utilizzatore previsto in Francia, Gran Bretagna e Olanda, ma la strada seppure molto stretta già sembrerebbe percorribile.
A questo punto si ritiene necessario approfondire il modello così come è stato fin qui descritto.
Preso atto di come siano cambiati gli approcci sia al livello della certificazione di costruzione, vedi le novità importanti introdotte dalla direttiva 97/23 CE (PED), che di gestione del rischio negli impianti così detti "a grande rischio" industriale, vedi le direttive recepite nell'ordinamento italiano con il D. Lgs. 334/09 e il successivo D. Lgs. 105/2015, il modello a nostro giudizio dovrà certamente trovare solidi riferimenti in alcune normative già vigenti, come per esempio:

- i principi cardine previsti per gli "ispettorati degli utilizzatori" che rispondono ai requisiti prescritti dalla direttiva 97/23 CE, e in particolare l'accreditamento come "parte seconda" tipo B della UNI EN 17020:2012;
- quelli che nella stessa direttiva consentono, a fabbricanti che applicano sistemi di qualità "qualificati", di attestare la conformità di una attrezzatura a pressione senza sottoporla alla verifica dell'Organismo Notificato;
- quelli che derivano dall'applicazione dell'art. 14 e dell'allegato 3 del D. Lgs. 105/2015 (già previsti dal DM 9 agosto 2000), che prescrive nelle aziende a rischio di incidente rilevante, l'implementazione di un Sistema di gestione della Sicurezza che contiene al suo interno i requisiti, le procedure e le istruzioni operative del "servizio ispettivo interno" (in particolare per quanto riguarda il controllo operativo e la gestione delle modifiche, punti III e IV dell'allegato 3 del D. Lgs. 105/2015).
- le specifiche deroghe e attribuzioni previste dall'art. 57 bis del D.L. 9 febbraio 2012, n.5, convertito con modificazioni dalla L. 4 aprile 2012 n. 35 e modificato dall'art. 36 (comma 5.2.) della Legge n. 134 del 7 agosto 2012, riguardante in specifico le "temporanee riparazioni" e le deroghe sulle periodicità di verifica.

Oltre ai sopra elencati principi non si potrà escludere che il "servizio ispettivo interno", accreditato secondo EN ISO 17020 tipo B, sia periodicamente sottoposto, oltre ai controlli dell'ente di accreditamento, alla sorveglianza a cura di un ente terzo, che mediante l'esame delle registrazioni delle ispezioni effettuate integrato con la verifica diretta su idonee porzioni di impianto, riscontri le effettive condizioni di esercizio e di conservazione delle attrezzature, al fine di attestare con un controllo a campione l'efficacia del sistema applicato e procedere o meno al rinnovo della abilitazione del "servizio ispettivo interno".

5. Conclusioni

Nell'esposizione della presente memoria ci si è proposti di evidenziare come altri paesi dell'Unione Europea hanno regolamentato la problematica delle verifiche periodiche nell'ambito di attività industriali organizzate e dotate di servizi ispettivi interni, verificando la possibilità di una evoluzione del settore ritenendo maturi i tempi per allineare il quadro normativo italiano con quello adottato dal altri paesi della comunità europea.
L'analisi delle esperienze europee esaminate ha consentito di riscontrare quanto la flessibilità nella determinazione degli intervalli tra una verifica periodica e la successiva produca un notevole risparmio in termini di costi di fermata e un minor impatto ambientale in termini di ottimizzazione delle emissioni e della produzione di rifiuti pericolosi.
Incaricare delle verifiche i servizi ispettivi interni consente un ulteriore abbattimento dei costi e una organizzazione delle attività di fermata più efficace e rispondente ai ritmi degli impianti a ciclo continuo.
Non si è voluto in questa sede prendere posizioni verso scelte regolamentari fatte dai paesi elencati e di cui sono stati riportati gli aspetti e gli obblighi previsti significativi ai fini dell'esposizione ma se, *mutatis mutandi,* chiedessimo ad un francese, a un inglese o a un olandese di analizzare la normativa italiana in materia, certamente dedurrebbero che in Italia non sia vietato che un gruppo industriale privato possa far abilitare una società del gruppo, costituita per garantire la terzietà, allo svolgimento delle verifiche periodiche in qualità di "soggetto abilitato".
Si ribadisce in conclusione che questo lavoro vuole essere uno spunto, un'ulteriore scintilla per allargare il dibattito e una cornice su cui inquadrare gli elementi che riteniamo essere salienti, per sviluppare ulteriori modelli operativi, anche a seguito dell'analisi di ulteriori esperienze in essere in altri paesi europei quali ad esempio la Germania.

6. Riferimenti

[1] Safety of pressure systems - Pressure Systems Safety Regulations 2000 - Approved Code of Practice.

[2] Décision BSEI n° 13-125 du 31 décembre 2013 relative aux services inspection reconnus.

[3] Besluit van 8 november 2010, houdende wijziging van het Warenwetbesluit drukapparatuur inzake de uitvoering van keuringen en herkeuringen van drukapparatuur, samenstellen en druksystemen - Decreto del 8 novembre 2010, che modifica la legge sui prodotti e sulle attrezzature, insiemi e sistemi a pressione, per l'attuazione dei controlli e delle ispezioni successive.

[4] Besluit van 15 juni 2016, houdende vaststelling van het Warenwetbesluit drukapparatuur 2016 en wijziging van het Arbeidsomstandighedenbesluit, het Warenwetbesluit liften 2016 en het Warenwetbesluit bestuurlijke boeten (Warenwetbesluit drukapparatuur 2016) - Decisione del 15 giugno 2016 che definisce modifiche per la norma di prodotto sulle attrezzature a pressione Commodities Act 2016 e modifica il decreto sulle condizioni di lavoro e le materie prime nonché la legge su sanzioni amministrative (Commodities Pressure Equipment Act 2016).

[5] Decreto del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali dell'11 aprile 2011.

[6] UNI CEI EN/IEC 17020:2012

Insieme o attrezzature separate per una scelta consapevole

R. Acerboni*, F. Boella*, A. De Palma*, P. Morucchio*, J .. Longo*, F. Rocchi*, M. Oss**, A. Tani***, D. Sanzi***

*Inail - UOT di Venezia
**Inail - UOT di Bolzano
***Inail - UOT di Padova

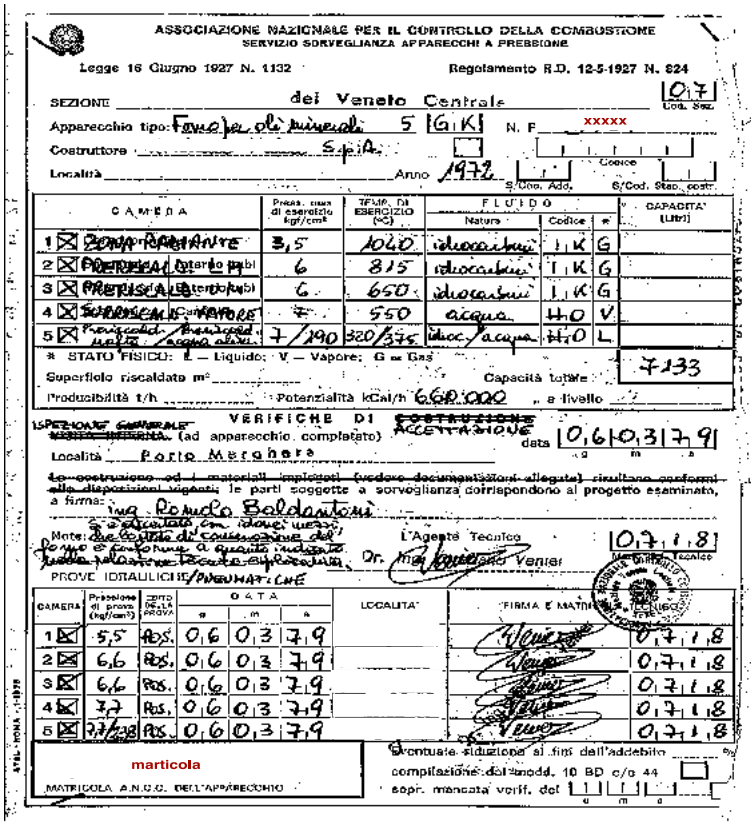
Sommario

La scelta di certificare un gruppo di attrezzature singolarmente o come insieme ha significative ricadute relativamente agli adempimenti previsti nell'intero ciclo di vita degli stessi, condizionandone le modalità della messa in servizio, delle verifiche successive, di eventuali riparazioni e/o modifiche.
Per gli insiemi, purché sia presentato il verbale delle verifiche di accessori di sicurezza o dei dispositivi di sicurezza e controllo da parte del competente Organismo Notificato, Ispettorato degli Utilizzatori o Costruttore (se opera in regime di qualità), non è prevista la verifica di messa in servizio, semplificando così l'iter burocratico e di verifica per poterli utilizzare.

Particolare attenzione va fatta quando un insieme deve essere sottoposto alla procedura di riparazione. Nell'eventualità che quest'ultima comporti modifiche dell'insieme quali, ad esempio, modifica delle condizioni di utilizzo oppure la modifica di un singolo apparecchio componente l'insieme, questo dovrà essere sottoposto ad un procedimento di riqualificazione, affrontando i relativi costi e con tempi di intervento ristretti.
Il lavoro intende indirizzare l'utilizzatore e il costruttore verso una corretta interpretazione della normativa vigente, evidenziandone le ricadute pratiche, per favorire un approccio efficace all'argomento, in particolare nella gestione di messa in servizio, riparazioni e modifiche.
Saranno descritte ed analizzate situazioni reali tratte dall'esperienza quotidiana dei funzionari tecnici dell'INAIL, in collaborazione con rappresentanti degli utilizzatori e dei soggetti abilitati.

1. Introduzione

L'avvento della direttiva 97/23/CE e ora anche della 2014/68UE (obbligatoria dal 16/07/2016) ha portato sulla scena nella verifica di messa in servizio gli "«insiemi» Bisogna comunque precisare che, sebbene prima delle direttive europee di prodotto, nella legislazione italiana che regolava la costruzione, non erano contemplati gli insiemi come ora si intendono, esistevano comunque "dei libretti di costruzione ANCC/ISPESL" che presentavano più attrezzature e in questo senso lo sono i forni per olii minerali .
(vedi fig. 1 radiante)



ASSOCIAZIONE NAZIONALE PER IL CONTROLLO DELLA COMBUSTIONE
SERVIZIO SORVEGLIANZA APPARECCHI A PRESSIONE

Legge 16 Giugno 1927 N. 1132 — Regolamento R.D. 12-5-1927 N. 824

SEZIONE dei Veneto Centrale — Cod. Sez. 017

Apparecchio tipo: Forno per olii minerali 5 GIKJ — N. F. xxxxx

Costruttore S.p.A.

Località — Anno 1972 — Codice — S/Cod. Add. — S/Cod. Stab. costr.

CAMERA	Press. max di esercizio kgf/cm²	TEMP. DI ESERCIZIO (°C)	FLUIDO Natura	Codice	*	CAPACITA' [Litri]
1 ☒ ZONA RADIANTE	3,5	1040	idrocarburi	I K	G	
2 ☒ PRERISCALD. (tratto pubb.)	6	815	idrocarburi	I K	G	
3 ☒ PRERISCALD. (tratto pubb.)	6	650	idrocarburi	I K	G	
4 ☒ SURRISCALD. VAPORE	7	550	acqua	H O	V	
5 ☒ Preriscald. misto nafta / acqua alim.	7/190	320/375	idroc./acqua	H₂O	L	

* STATO FISICO: L = Liquido; V = Vapore; G = Gas — Capacità totale 7133

Superficie riscaldata m² — Producibilità t/h — Potenzialità kCal/h 668.000 — a livello

ISPEZIONE ~~GENERALE~~ VERIFICHE DI ~~COSTRUZIONE~~ ACCETTAZIONE (ad apparecchio completato) data 06 03 79

Località Porto Marghera

~~Le costruzione ed i materiali impiegati (vedere documentazioni allegate) risultano conformi alle disposizioni vigenti~~; le parti soggette a sorveglianza corrispondono al progetto esaminato, a firma: Ing. Renato Baldantoni

Note: Si raccomanda di conservare con cura questo documento a quanto richiesto dalla relazione tecnica esplicativa.

L'Agente Tecnico Dr. Ing. Venier — 07 1 1 8

PROVE IDRAULICHE/PNEUMATICHE

CAMERA	Pressione di prova (kgf/cm²)	ESITO DELLA PROVA	DATA g	m	a	LOCALITA'	FIRMA E MATRICOLA TECNICO	
1 ☒	5,5	Ass.	06	03	79		Venier	07 1 1 8
2 ☒	6,6	Ass.	06	03	79		Venier	07 1 1 8
3 ☒	6,6	Ass.	06	03	79		Venier	07 1 1 8
4 ☒	7,7	Ass.	06	03	79		Venier	07 1 1 8
5 ☒	7,7/9,8	Ass.	06	03	79		Venier	07 1 1 8

marticola

MATRICOLA A.N.C.C. DELL'APPARECCHIO

Eventuale riduzione ai fini dell'addebito ____ %
compilazione dei modd. 10 BD c/o 44
sopr. mancata verif. del

Figura 1

In questo tipo di apparecchi si potevano trovare più attrezzature, con pressioni e temperature diverse che però erano integrate le une alle altre e non potevano funzionare se non assemblate assieme. La costruzione e l'omologazione di un forno comportava la verifica di più camere vedi ad esempio la zona convettiva e la zona radiante, comprense le tubazioni che costituiscono l'apparecchio. (vedi fig. 2 Convettiva)

CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE PARTE CONVETTIVA

CAMERA	Press. Max di esercizio bar	Press. Max di esercizio kgf/cm2	Temp. Max di esercizio(°C)	FLUIDO Natura	FLUIDO Codice *	Capacità (litri)
1■b. preriscaldo v. nafta	6,87		320	idrocarburi	C | K | G	555
2■b. preriscaldo misto sup.	6,87		320	idrocarburi	C | K | G	650
3■b. preriscaldo misto inf.	6,87		650	idrocarburi	C | K | G	2240
4■banco B.F.W.	186,4		375	H2O	H | O | V	340
5■ banco V.H.	137,3		510	H2O	H | O | V	1200
* STATO FISICO: L = LIQUIDO; V = VAPORE; G = GAS				Capacità totale		4985

Superficie riscaldata m2...1496……..

Producibilià t/h …7…….....…… Potenzialità kW…….…… >> a livello……..……

Figura 2. Convettiva

Già nella previgente normativa quindi si potevano avere degli apparecchi a pressione quelli che ora sono definiti come "insiemi".
Ci possono essere dei dubbi o delle perplessità sulla scelta tra attrezzatura o insieme certificato CE, purtroppo, sia per la complessità degli insiemi o perché viene disatteso il Parere condiviso PC-1 del 5/5/04 (Forum Italiano degli Organismi Notificati) sui contenuti

minimi nella dichiarazione di conformità degli insiemi, portando così gravi problemi di lettura sulle attrezzature, nei dispositivi e accessori di sicurezza e controllo in un insieme da parte dell'utilizzatore e dei soggetti coinvolti nelle verifiche di legge.

La stessa tipologia di apparecchio un forno per oli minerali, viene di seguito illustrato con una dichiarazioni di conformità 97/23CE nella fig. 3

FABBRICANTE*

Dichiarazione di conformità in applicazione della Direttiva 97/23/CE in materia di apparecchi a Pressione	Numero: 2006/10 Pagina: 1/5	
Revisione	numero	
Rev:0	01/10/2006	Emissione
Rev:1	07/07/2014	Revisione includendo lato gas xxx entro limiti Dell'insieme

Nome ed indirizzo del Fabbricante dell'insieme	xxxxxxxxxx
Descrizione dell'insieme	Insieme Generatore di Vapore a Recupero forno
Numero di Fabbrica	xxxxx
Anno di immatricolazione PED	2006
Pressione massima ammessa (PS)	137,25 bar
Temperatura massima ammessa (Tmax)	500°C
Modulo per l'accertamento di conformità	Modulo G
Nome ,indirizzo Organismo Notificato	O.N. INCARICATO
Nr.attestato di Conformità O. N.	XXXXX

ELEMENTI COSTITUENTI L'INSIEME

	Q.tà	Cat.PED
Recipienti	3	IV
Tubazioni	8	II
Insiemi	0	-
Accessori di sicurezza CSPRS	0	-
Accessori di sicurezza SRMCR	1	I
Dispositivo di controllo	1	I
Accessori a pressione	0	-

"Sono state effetuate ,da parte del competente O.N. INCARICATO , per quanto di propia competenza,le verifiche degli accessori di sicurezza o dei dispositivi dei punti 3.2.3 e2.10 del Decreto Legislativo 25 febbraio 2000,n°9''

Revisione	GVR xxxx	
Rev:0	01/10/2006	Emissione
Rev:1	07/01/2014	Revisione Includendo lato gas entro limiti Dell'insieme

NOME ed indirizzo del Fabbricante		xxxxxxxxxx		
Numero di Fabbrica	200-AD-A1	150-VH-A1	200-AD-A2	150-VH-A2
Numero di Collaudo	--	--	--	--
Data	--	--	--	--
Descrizione del conponente	Tubazione	Tubazione	Tubazione	Tubazione
Capacità (V/Dn)	DN 200	DN 150	DN 200	DN 150
Fluido contenuto: stato	Vapore H^2O	Vapore H^2O	Vapore H^2O	Vapore H^2O
Gruppo	2	2	2	2
Pressione massima ammessa (PS)	137,3 bar	137,3 bar	137,3 bar	137,3 bar
Temperatura massima ammessa	+340°C	+340°C	+340°C	+340°C
Numero disegno di progetto	SK 1	SK1	SK2	SK2
Modulo per L'accertamento di conformità	Modulo A1	Modulo A1	Modulo A1	Modulo A1
Nome ,indirizzo Organismo Notificato	1*	1*	1*	1*
Nr Attestato di Conformità O.N.	1*	1*	1*	1*

1*	O.N. incaricato
2*	

Direttiva 97/23/CE in materia di apparecchi a Pressione Pagina: 3/5

	GVR 3 103	
	01/10/2006	Emissione
Rev:1	07/01/2014	Revisione includendo lato gas TLE entro limiti Dell'insieme

NOME ed indirizzo del Fabbricante		[illegible]		
Numero di Fabbrica	200-AD-B1	150-VH-B1	200-AD-B2	150-VH-B2
Numero di Collaudo	--	--	--	--
Data	--	--	--	--
Descrizione del componente	Tubazione	Tubazione	Tubazione	Tubazione
Capacità (V/Dn)	DN 200	DN 150	DN 200	DN 150
Fluido contenuto: stato	Vapore H^2O	Vapore H^2O	Vapore H^2O	Vapore H^2O
Gruppo	2	2	2	2
Pressione massima ammessa (PS)	137,3 bar	137,3 bar	137,3 bar	137,3 bar
Temperatura massima ammessa	+340°C	1340°C	+340°C	+340°C
Numero disegno di progetto	SK 1	SK1	SK2	SK2
Modulo per L'accertamento di conformità	Modulo A1	Modulo A1	Modulo A1	Modulo A1
Nome ,indirizzo Organismo Notificato	1*	1*	1*	1*
Nr Attestato di Conformità O.N.	1*	1*	1*	1*

Dichiarazione di conformità in applicazione della Direttiva 97/23/CE in materia di apparecchi a pressione Numero:2006/10 Pagina:4/5

	[illegible]108			
	0/2006	Emissione		
Rev:1	07/01/2014	Revisione includendo lato gas [illegible] entro limiti Dell'insieme		
NOME ed indirizzo del Fabbricante	A*	B*	B*	B*
Numero di Fabbrica	15794	11121	11120	11121
Numero di Collaudo	--	--	--	--
Data	--	--	--	--
Descrizione del componente	Corpo Cilindrico DP108	TLE-E108/A	TLE-E108/B	TLE-E108/A
Capacità (V/Dn)	22752 lt	800lt	800lt	800lt
Fluido contenuto: stato	Vapore H^2O	Vapore H^2O	Vapore H^2O	Gas Idrocarburi
Gruppo	2	2	2	1
Pressione massima ammessa (PS)	137,25bar	137,25bar	137,25bar	3,43 bar
Temperatura massima ammessa	+340°C	+386°C	+386°C	+500°C
Numero disegno di progetto		[illegible]101163-20	[illegible]101163-20	[illegible]101163-20
Modulo per L'accertamento di conformità	Modulo G	Modulo G	Modulo G	Modulo G
Nome ,indirizzo Organismo Notificato	1*	2*	2*	2*

Dichiarazione di Conformità in applicazione della Direttiva 97/23/CE in materia di apparecchi a Pressione		Numero:2006/10 Pagina: 5/5
	GVR 3 103	
	01/10/2006	Emissione
Rev:1	07/01/2014	Revisione includendo lato gas entro limiti Dell'insieme

NOME ed indirizzo del Fabbricante	B*			
Numero di Fabbrica	11120			
Numero di Collaudo	--			
Data	--			
Descrizione del componente	[illegible]			
Capacità (V/Dn)	800lt			
Fluido contenuto: stato	Gas Idrocarburi			
Gruppo	1			
Pressione massima ammessa (PS)	3,43 bar			
Temperatura massima ammessa	+500°C			
Numero disegno di progetto				
Modulo per L'accertamento di conformità	Modulo G			
Nome ,Indirizzo Organismo Notificato	2*			

FIRMA DEL FABBRICANTE

Si vuole far notare che il forno è stato ricertificato nell'anno 2014 in rev. 01; tale operazione su un insieme di tale complessità avrà comportato costi elevati e tempi lunghi di esecuzione di prove/ controlli e rielaborazione dei fascicoli tecnici. Come si può vedere la dichiarazione di conformità del forno nel 2014 è una revisione dell'insieme già riqualificato nella Direttiva 97/23 CE nel 2006, con tempi, costi, prove e quanto necessario per poterlo certificare il tutto nella Direttiva CE, da parte dell'utilizzatore.
La certificazione, dell'esempio sopra riportato, è stata fatta da un fabbricante con decennale esperienza di tali impianti, l'O.N. incaricato opera da sempre nella stessa tipologia di impianti e l'utilizzatore sicuramente conosce il suo impianto, nonostante queste premesse si è dovuto comunque dopo alcuni anni revisionare e ricertificare tutto l'impianto.

2. La legislazione

Decreto Legislativo n. 26 del 15 Febbraio 2016 Direttiva 2014/68 UE(1)

art. 2 - Definizioni
1) «attrezzature a pressione»: recipienti, tubazioni, accessori di sicurezza ed accessori a pressione, compresi, se del caso, elementi annessi a parti pressurizzate, quali flange, raccordi, manicotti, supporti, alette mobili;
6) «insiemi»: varie attrezzature a pressione montate da un fabbricante per costituire un tutto integrato e funzionale;

Decreto Legislativo n. 93 del 25 Febbraio 2000 Direttiva 97/23 CE(2)

art.1 - Definizioni
2.1. Per «attrezzature a pressione» si intendono recipienti, tubazioni, accessori di sicurezza ed accessori a pressione.
Se del caso, le attrezzature a pressione comprendono elementi annessi a parti

pressurizzate, quali flange, raccordi, manicotti, supporti, alette mobili, ecc.
2.1.5. Per «insiemi» si intendono varie attrezzature a pressione montate da un fabbricante per costituire un tutto integrato e funzionale.

Decreto Ministeriale n. 329/04 del 01.12.2004[3]

(…)
Art. 4. Verifica obbligatoria di primo impianto ovvero della messa in servizio
1. Le attrezzature o insiemi a pressione di cui all'articolo 1, solo se risultano installati ed assemblati dall'utilizzatore sull'impianto, sono soggetti a verifica per la messa in servizio.
(…)
Art. 5. Esclusioni dal controllo della messa in servizio
1. Non sono soggetti alla verifica della messa in servizio le seguenti categorie di attrezzature ed insiemi:
(…)
d) gli insiemi per i quali da parte del competente organismo notificato o di un ispettorato degli utilizzatori risultano effettuate per quanto di propria competenza le verifiche di accessori di sicurezza o dei dispositivi di controllo. L'efficienza dei citati accessori o dispositivi devono risultare dalle documentazioni trasmesse all'atto della presentazione della dichiarazione di messa in servizio.
(…)
Art. 6. Obblighi da osservare per la messa in servizio e l'utilizzazione, dichiarazione di messa in servizio
1. All'atto della messa in servizio l'utilizzatore delle attrezzature e degli insiemi soggetti a controllo o a verifica invia all'ISPESL e all'Unità Sanitaria Locale (USL) o all'Azienda Sanitaria Locale (ASL) competente, una dichiarazione di messa in servizio, contenente:

a) l'elenco delle singole attrezzature, con i rispettivi valori di pressione, temperatura, capacità e fluido di esercizio;
b) una relazione tecnica, con lo schema dell'impianto, recante le condizioni d'installazione e di esercizio, le misure di sicurezza, protezione e controllo adottate;
c) una espressa dichiarazione, redatta ai sensi dell'articolo 2 del decreto del Presidente della Repubblica del 20 ottobre 1998, n. 403, attestante che l'installazione è stata eseguita in conformità a quanto indicato nel manuale d'uso;
d) il verbale della verifica di cui all'articolo 4, ove prescritta;
e) un elenco dei componenti operanti in regime di scorrimento viscoso, o sottoposti a fatica oligociclica. (….)

Decreto Ministeriale n. 111 del 11.04. 2011[4]

Allegato II (…)

4.3.1. sono i seguenti:
a.) Individuazione dell'attrezzatura (o delle attrezzature componenti l'insieme).
b.) Verifica di corrispondenza delle matricole rilasciate dall'ISPESL o dall'INAIL all'atto della dichiarazione di messa in servizio sulle attrezzature (certificate singolarmente o componenti di un insieme) (..); per gli insiemi di limitata complessità (criogenici, cold-box, apparecchi di tintura, generatori di vapore a tubi da fumo. ecc.) nel caso in cui il datore di lavoro ha richiesto, in sede di dichiarazione di messa in servizio, esplicitamente di voler considerare l'insieme stesso come unità indivisibile, la verifica di corrispondenza riguarda la matricola unica dell'insieme.
c.) constatazione della rispondenza delle condizioni di installazione, di esercizio e di sicurezza con quanto indicato nella dichiarazione di messa in servizio di cui all'articolo 6

del decreto ministeriale l° dicembre 2004 n. 329.
d.) controllo della esistenza e della corretta applicazione delle istruzioni per l'uso del fabbricante.
4.2.4. Per gli insiemi verrà redatto un verbale di prima verifica periodica per ogni attrezzatura immatricolata costituente l'insieme. Occorre anche riportare sul verbale di ogni singola attrezzatura immatricolata il riferimento al numero identificativo dell'insieme di cui fa parte, indicato nella dichiarazione di conformità dell'insieme stesso. Si dovrà procedere a redigere una relazione complessiva sulla certificazione e protezione dell'insieme c sul rispetto delle istruzioni per l'uso, da inserire nella banca dati informatizzata di cui all'articolo 3, comma l del presente decreto. Nel caso di insieme immatricolato come un'unica unità indivisibile considerando tutte le attrezzature dell'insieme come «membrature» che non verranno immatricolate e subiranno singolarmente la periodicità di controllo previste dalla categoria dell'insieme verrà redatto un unico verbale complessivo per tutte le attrezzature dell'insieme.
4.2.5. Nel verbale della prima delle verifiche periodiche, da compilare per ciascuna delle attrezzature immatricolate dell'insieme (o nel verbale relativo all'insieme nel suo complesso nel caso di insieme considerato come unità indivisibile), occorre evidenziare per le attrezzature componenti l'insieme:

a) quelle marcate CE;

b) quelle non marcate CE ed omologate ISPESL;

c) quelle non marcate CE e garantite dalla marcatura CE dell'insieme.

4.3. Le verifiche periodiche successive

4.3.1. La verifica di funzionamento

4.3.1.1. La verifica di funzionamento consiste nei seguenti esami e controlli:

a) esame documentale:

b) controllo della funzionalità dei dispositivi di protezione:

c) controllo dei parametri operativi.

3. Esercizio

La Scelta: attrezzatura o insieme

Avendo ben chiara la normativa, riportata in modo molto sintetico, l’utilizzatore dovrà decidere se avere attrezzature singole, insiemi semplici, insiemi complessi, insiemi divisibili e insiemi indivisibili.
Insieme semplice: fino a 10 attrezzature
Insieme complesso: oltre 10 attrezzature
Insieme divisibile: l’insieme avrà una matricola, come anche ogni singola attrezzatura ma avrà la periodicità dell’insieme (verbali di PVP e di VP per singola attrezzatura)
Insieme indivisibile: l’insieme avrà un'unica matricola e il soggetto preposto redigerà un verbale di PVP e di VP complessivo di tutte le attrezzature dell’insieme, con la periodicità dell’insieme.

All’atto dell’acquisto di un’attrezzatura o insieme si devono avere ben chiare le necessità dell’azienda affinché non sorgano problemi nella denuncia, gestione ed eventuale riparazione dell’attrezzatura/insieme.

La direttiva PED dà indicazioni sulla documentazione che il fabbricante deve consegnare all’O.N. incaricato della valutazione di conformità alla Direttiva ma per l’utilizzatore esiste

solo l'obbligo, da parte della Direttiva di Prodotto, della consegna del manuale d'uso e manutenzione (MUM), tassativamente nella lingua dell'utilizzatore, che deve accompagnare il prodotto per tutto il ciclo di vita.
E' indispensabile ottenere dal fabbricante almeno un disegno con indicati gli spessori minimi, relativi alle membrature, per permettere all'utilizzatore di verificare il buono stato di conservazione dell'attrezzatura/insieme nel corso dell'intera vita dell'attrezzatura.

Nel caso venga messa in servizio un'attrezzatura, la documentazione a corredo deve comprendere anche i certificati di conformità degli dispositivi e degli accessori di sicurezza e controllo sia nel caso di attrezzatura singola (assemblaggio fatto dall'utilizzatore) che di insieme. Si ribadisce che ogni attrezzatura marcata CE deve essere sempre accompagnata da dichiarazione di conformità, della direttiva applicata, e dal MUM con le caratteristiche tecniche (quali ad esempio per una valvola di sicurezza la pressione di taratura, il DN orifizio, la portata di scarico, lo scarto di apertura/chiusura il coefficiente di efflusso, ecc); tale documentazione deve essere richiesta in italiano, in quanto la normativa obbliga il fabbricante a fornire la documentazione nella lingua del paese di installazione.

Si descrive sotto la documentazione necessaria e le verifiche che l'utilizzatore dovrebbe fare per la messa in servizio di un insieme.
Insiemi complessi:

- dichiarazione di conformità dell'insieme (redatto in Italiano), dove sia presente l'elenco di tutte le attrezzature/sottoinsiemi inseriti nell'insieme con numero di fabbrica, pressione massima ammissibile, temperatura, volume e, se diverso, il nome del fabbricante, categoria e gruppo del fluido, MUM.

- dichiarazioni di conformità delle attrezzature componenti l'insieme e dispositivi e accessori di sicurezza e controllo**,** MUM ed eventualmente i disegni con gli spessori minimi, relativi alle membrature delle singole attrezzature (comprensive delle tubazioni di collegamento).

- verifica della corrispondenza tra le attrezzature presenti in impianto e quelle elencate nella dichiarazione di conformità.

- P&I, se l'insieme è complesso e comprende più attrezzature/insiemi con relative interconnessioni, chiaramente identificabili dalle targhe con numeri di targa e valori ammissibili di esercizio.

- descrizione dei vari stadi di processo/conduzione con chiare indicazioni dei valori (temperatura, pressione) nelle varie fasi di conduzione.

Qualora l'utilizzatore assembli le attrezzature direttamente nel sito produttivo e le certifichi ma si assuma l'onere la figura del fabbricante deve avere bene chiaro che l'insieme dovrà comunque essere sottoposto alla verifica obbligatoria di primo impianto (art. 4 del D.M. 329/04)

L'utilizzatore che abbia almeno la documentazione sopra indicata, avrà sicuramente più chiaro cosa gestisce e cosa può presentare nella richiesta obbligatoria di primo impianto/dichiarazione di messa in servizio accompagnata dalla documentazione richiesta dal art. 6 del D.M. 329/04.

La disamina, da parte dell'utilizzatore, della documentazione in suo possesso, risulta tal volta molto complicata e astrusa, per la quale, anche tecnici abituati a visionarla, risulta complessa.

Avere chiaro, quali devono essere i documenti indispensabili presenti presso l'impianto facilita sia l'utilizzatore che tutti i soggetti che debbono intervenire nelle relative verifiche di primo impianto/prime verifiche periodiche/ periodiche/riparazione.

L'attrezzatura è un oggetto relativamente semplice e l'utilizzatore, sia nella denuncia di messa in servizio/primo impianto, che nella gestione della stessa, non ha difficoltà a sottoporla alle verifiche di legge associate alla categoria di rischio e verificabile anche nell'allegato A e B e relative tabelle del D.M. 329/04 oppure alle eventuali riparazioni che dovranno seguire le procedure dettate dal art. 14 del D.M. 329/04.

Per quanto riguarda gli insiemi, la gestione delle singole attrezzature va seguita considerandole come se vivessero in "simbiosi" e sono *un tutto integrato e funzionale*.
L'utilizzatore nel caso di insiemi "semplici" come ad esempio un'autoclave per la fermentazione del vino provvista degli dispositivi e accessori di sicurezza e controllo gestisce abbastanza semplicemente l'insieme seguendo i seguenti punti:

- 1 presenza della dichiarazione di conformità
- 2 controllo dei dati di targa e della documentazione tecnica
- 3 denuncia di messa in servizio di insieme
- 4 dopo 3 anni dalla data della denuncia, richiesta di prima verifica periodica all'INAIL e successivamente periodica e riparazioni se necessarie.

Veniamo ora alla gestione di un insieme complesso come può essere un generatore di vapore (fig. 3)

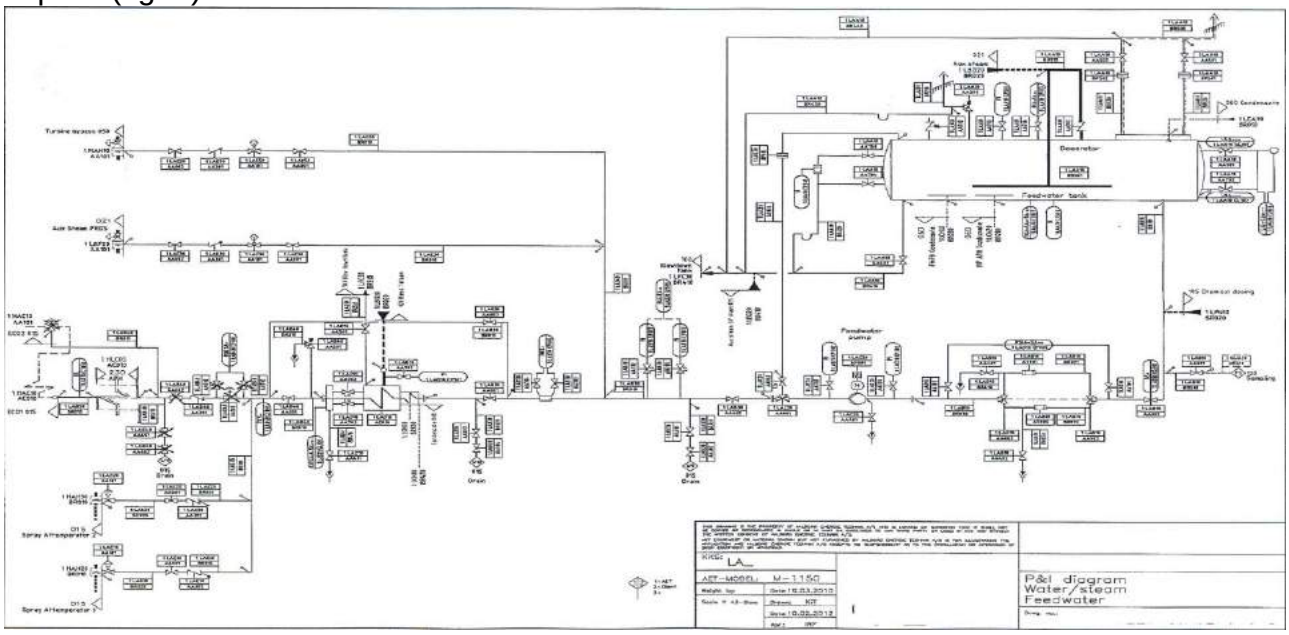


Figura 3

In questo caso la documentazione fornita dal fabbricante può consistere in diversi volumi e i documenti necessari per la dichiarazione di messa in servizio con richiesta di immatricolazione INAIL e quindi della prima verifica periodica delle attrezzature/insieme sarà difficile.
Nel caso particolare presentato un generatore di vapore composto da tre insiemi certificati singolarmente è stato inserito in un impianto esistente. I tre insiemi sono stati installati e interconnessi dall'utilizzatore che assume così il ruolo di assemblatore. Questa operazione richiede però necessariamente la ri-certificazione dell'unione dei tre insiemi affinché si

possa considerarlo un unico insieme complesso. L'insieme dovrà comunque essere sottoposto alla verifica obbligatoria di primo impianto (art. 4 del D.M. 329/04). L'utilizzatore nel caso specifico dovrà quindi avere ben chiaro cosa comporti assumere la figura di assemblatore del proprio impianto sia in termini di certificazione che di denuncia di messa in servizio.

Conclusioni

Dall'entrata in vigore della Direttiva 97/23CE e ora Direttiva 2014/68UE l'utilizzatore non ha ancora ben chiaro cosa pretendere quando acquista una attrezzatura/insieme a pressione. Sarebbe buona regola, da parte dell'utilizzatore, richiedere un estratto del fascicolo Tecnico dell'insieme/attrezzatura (in lingua in italiana) dove si possano facilmente reperire la dichiarazione di conformità dell'insieme/attrezzatura (in lingua italiana) e, ove possibile, le dichiarazioni delle singole attrezzature e manuali d'uso e manutenzione (qualora il fabbricante dia indicazioni particolari per l'esercizio).
L'utilizzatore dovrà saper scegliere se denunciare l'insieme come divisibile o indivisibile, visto il numero elevato delle attrezzature e/o dei sotto insiemi.
Tenere in considerazione che qualora, per motivi di reperimento delle energie, adeguamenti normativi ambientali, o comunque di utilizzo dell'insieme/attrezzatura, vi potrebbero essere delle modifiche da apportare ad alcune attrezzature/membrature che possono portare o alla riqualificazione di tutto l'insieme o dell'attrezzatura.

Bibliografia

[1] Decreto Legislativo n. 26 del 15 Febbraio 2016 Direttiva 2014/68 UE.

[2] Decreto Legislativo n. 93 del 25 Febbraio 2000 Direttiva 97/23CE.

[3] Decreto Ministeriale n. 329/04 del 01.12.2004.

[4] Decreto Ministeriale n. 111 del 11.04. 2011.

[5] Decreto Ministeriale n. 111 del 11.04. 2011.

EN 13445.3: capp. 17 e 18 utilizzo della norma tecnica per il calcolo a fatica. Esempio di confronto su una cella di tempra

N. Altamura*, G. de Gennaro*, A. De Sandre*, M.S.F. De Musso*, A. Mele**

*Inail - UOT di Bari
**Inail - UOT di Taranto

Premessa

Molte attrezzature in pressione sono progettate per essere sottoposte a cicli di pressione e di temperatura, con conseguenti fluttuazioni delle tensioni all'interno delle sezioni delle membrature.
Necessariamente si dovrà considerare la sollecitazione di fatica oligociclica fra quelle che determineranno gli spessori e i controlli futuri a cui l'attrezzatura sarà sottoposta per poter rispondere ai RES della Direttiva PED.
Non tutti i codici di calcolo utilizzati prima dell'avvento della Direttiva 97/23/CE proponevano un capitolo dedicato alla sollecitazione per fatica oligociclica, ma si faceva affidamento essenzialmente a norme ASME o semplicemente alla scienza delle costruzioni, fissando solitamente un limite di 100.000 cicli alla fine dei quali non si indicava all'utilizzatore la possibilità di poter esercire o meno l'apparecchio.
Mediante l'utilizzo della norma EN 13445.3, in particolare ai capitoli 17 e 18, si propongono due metodi di calcolo per la sollecitazione affaticante, in modo da determinare con diverso approccio il numero minimo di cicli che si potranno eseguire, e che una volta completati obbligheranno l'utilizzatore a eseguire una serie di controlli per poter conoscere l'ulteriore vita utile, a meno di particolari interventi, a cui l'apparecchio potrà essere esercito.
In questo studio si propone un esempio di calcolo teso all'estensione della vita utile di una cella di tempra, realizzata mediante la normativa di costruzione antecedente alla Direttiva PED, sottoposta a fluttuazioni di pressione e temperatura di azoto, facente parte di un layout aziendale dedito alla produzione di componenti meccanici.
In particolare si evidenzierà l'applicazione del capitolo 18 della EN 13445.3, che ammette l'utilizzo del metodo FEM per conoscere con precisione le tensioni principali fluttuanti all'interno delle membrature, e la conseguente estensione del numero di cicli originariamente prescritto dal fabbricante.

1. Funzionamento di una cella di tempra

La struttura in esame è sottoposta sia a un carico di pressione sia ad un carico termico. Si tratta di una cella di tempra progettata a una PS di 21 bar, temperatura massima di progetto TS = 100°C, per un contenitore di capacità geometrica di 3320 litri.
Il ciclo di tempra comporta l'ingresso di azoto a circa 16 bar proveniente da un apposito polmone situato a ridosso della cella; tale pressione viene mantenuta per 5 minuti per poi scendere a circa 4 bar e permanervi per altri 3 minuti, trascorsi i quali inizia una discesa di pressione lenta in circa 2 minuti verso il vuoto assoluto.
In definitiva il salto complessivo di pressione è di 17 bar in circa 12 minuti così come riportato nell'esempio della figura 1.

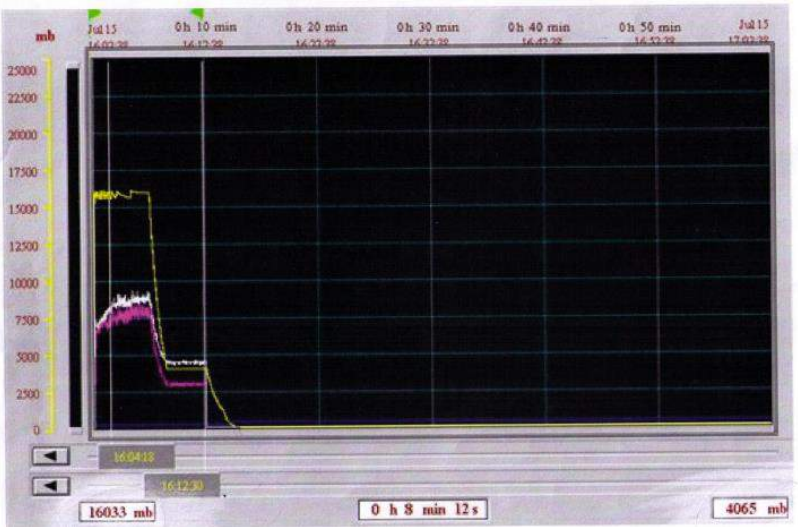


Figura 1. Ciclo di carico dell'attrezzatura in pressione. La curva gialla indica l'andamento della pressione dell'azoto nel tempo di 8 minuti e 12 secondi; In tale tempo l'azoto parte da una pressione relativa di -1 bar (0 bar assoluti) e raggiunge 16,033 bar assoluti (17,033 bar relativi), per poi ridiscendere prima a 4,065 bar assoluti e poi ritornare a 0 bar assoluti

Anche la temperatura interna ha un diagramma con salita fino a 100 °C, una fase di stazionamento seguita da una fase di discesa fino alla temperatura ambiente di circa 20 °C (una sonda termica posizionata nelle vicinanze sia del prodotto che della parete inferiore del fasciame misura l'andamento della temperatura).
I prodotti da temprare sono inseriti su dei cestelli che percorrono prima il forno di lavorazione in senso longitudinale al fine di inserirsi, alternativamente e secondo un processo bene determinato, nelle varie camere di lavorazione; infatti, il trattamento di tempra avviene alla fine del processo seguente: Cementazione; Perlitizzazione e Austenizzazione.
Il prodotto dopo aver raggiunto una temperatura di circa 900 °C viene raffreddato, e quindi temprato, con azoto a temperatura ambiente, proveniente come già detto dall'adiacente serbatoio di stoccaggio a una pressione di circa 16 bar. Dopo circa 10 minuti, necessari affinché la temperatura del prodotto si attesti intorno a quella ambiente, si aspira l'azoto espellendolo verso l'esterno e conseguentemente abbassando la pressione della cella fino a raggiungere quella atmosferica. L'azoto rimanente non potrà essere riutilizzato perché "caldo" e quindi dannoso per il ciclo successivo; pertanto occorrerà aspirarlo completamente mediante delle pompe di aspirazione, fino a creare quelle condizioni di vuoto e assenza di azoto residuo.
È chiaro che l'oscillazione di pressione e temperatura genera un'alternanza di tensioni in tutti i punti della struttura, richiedendo quindi per la stessa un calcolo a "fatica".

2. Calcolo a Fatica

Mediante l'utilizzo della norma EN 13445.3, in particolare ai capitoli 17 e 18, si propongono due metodi di calcolo per la sollecitazione affaticante, in modo da determinare con diverso approccio il numero minimo di cicli che si potranno eseguire, e che una volta completati obbligheranno l'utilizzatore a effettuare una serie di controlli per poter conoscere l'ulteriore vita utile, a meno di particolari interventi, in cui l'apparecchio potrà essere esercito.

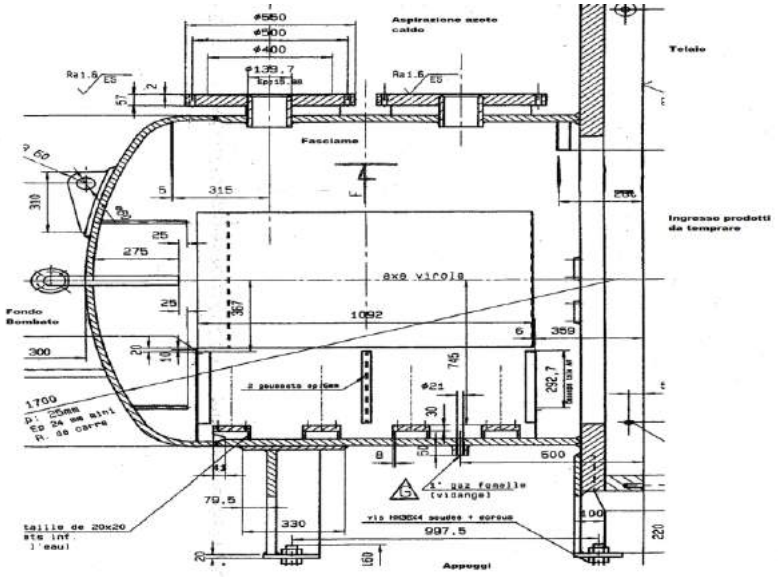


Figura 2. Sezione della struttura Cella di tempra. Si potrà notare il Telaio che permette l'ingresso dei prodotti da temprare e nel contempo rimane solidale ad uno dei due appoggi

2.1 Applicazione del metodo del Capitolo 17

Il metodo proposto dal capitolo 17 è detto "semplificato" e risolve il problema della conoscenza del numero massimo di cicli di vita dell'apparecchio attraverso l'utilizzo di tabelle in cui sono parametrate le tipologie di giunzioni permanenti; a ciascun tipo di giunzione permanente è associata una classe, da cui derivano i coefficienti da inserire nelle equazioni di calcolo.
Elemento fondamentale per l'applicazione di tale metodo è il rapporto tra l'oscillazione della pressione Dp e la pressione massima di progetto PS, che determinano la Ds secondo la relazione:

$$\Delta\sigma = \frac{\Delta P}{P\max} \times \eta \times f \quad (1)$$

dove:

- ΔP = variazione algebrica della pressione del ciclo considerato;
- Pmax = pressione massima di progetto pari a PS;
- $\eta =$ fattore di concentrazione di tensione dipendente dal componente secondo quanto indicato dalla tabella 17.1 della EN 13445-3 e dal coefficiente di giunzione "z" (es. z= 0.85):
  - **Giunzione 1.** Saldatura longitudinale e circonferenziale del fasciame, saldata testa a testa, senza imperfezioni, senza ovalizzazioni (dettaglio S1.1, tabella 17.1, EN 13445-3): $\eta = 1 * z \Longrightarrow 1 * 0,85 = 0,85;$
  - **Giunzione 2.** Saldatura circonferenziale, senza imperfezioni, senza ovalizzazioni (dettaglio J1, tabella 17.1, EN 13445-3):
    $\eta = 2 * z \Longrightarrow 2 * 0,85 = 1,7;$
  - **Giunzione 3.** Saldatura con piena penetrazione tra tronchetti e fasciame e della giunzione fra fasciami (dettaglio OS.1 e J2, tabella 17.1, EN 13445-3, "z" non interviene nella relazione): $\eta = 3$;
- f = tensione limite del componente alla Tmax di progetto, calcolata dividendo per il coefficiente di sicurezza del codice adottato il valore della tensione di snervamento tabellare del materiale.

Da quanto esposto dalle tabelle e dai dati rilevati sul disegno originario dell'apparecchio, risulta che tutte le giunzioni appartengono al gruppo di verifica n° 3 (EN 13445-5: è sufficiente osservare z= 0,85), pertanto tutte le giunzioni sono classificabili nelle seguenti classi:

1. Classe 40 con un coefficienti C1 = 1,28 x 10^{11};
2. Classe 40 con un coefficienti C1 = 1,28 x 10^{11};
3. Classe 71 con un coefficienti C1 = 7,16 x 10^{11};

Classi basse corrispondono a Controlli Non Distruttivi che non coprono il 100% delle giunzioni; nel caso in esame le percentuali oscillano tra il 10% e 25%, pertanto cautelativamente si è preferito abbassare le classi.
I corrispondenti fattori di stress h che si applicheranno nella relazione (1), in virtù della tabella 17.1 e considerando che il coefficiente di giunzione z = 0,85, saranno:

η_1 = **0,85**;
η_2 = 2 x 0,85 = **1,7**;
η_3 = **3**

La determinazione delle classi è molto importante in quanto in virtù della Tabella 17.2 della EN 13445 -3, si stabiliscono le tensioni limite $\Delta\sigma_D$ e $\Delta\sigma_{CUT}$, ove:

- $\Delta\sigma_D$: tensione limite per carichi ciclici "**costanti**" nel tempo che per un numero di cicli pari a 5 x 10^6 non producono danni da fatica;
- $\Delta\sigma_{CUT}$: tensione limite per carichi ciclici "variabili" nel tempo che per un totale di cicli pari a 5 x 106 non producono danni da fatica.

Stabilite ora le tensioni limite e i relativi coefficienti C1 e C2, ove la variazione di tensione fittizia $\Delta\sigma^*$ fosse maggiore di $\Delta\sigma_D$, per le giunzioni saldate il numero di cicli da poter eseguire prima di avere rotture per fatica sarà dato dalla relazione:

$$N = \frac{C_1}{(\Delta\sigma^*)^m} \quad (2)$$

con m = 3.

Per le zone "non saldate", il valore di N è invece dato dalla relazione:

$$N = \left(\frac{46000}{\Delta\sigma^* - 140}\right)^2 \quad (3)$$

I valori di $\Delta\sigma^*$ sono dati dalle seguenti relazioni:

- Per le giunzioni permanenti: $\Delta\sigma^* = \left(\frac{\Delta\sigma}{C_e \times C_t}\right)$ (4)
- Per le zone "non saldate" prossime alle giunzioni permanenti e con un coefficiente d'intaglio:

$$\text{Kf: } \Delta\sigma^* = \left(\frac{\Delta\sigma}{C_e \times C_t}\right) \times K_f \quad (5)$$

In cui:
$\Delta\sigma$ = Variazione ciclica di tensione calcolata con la relazione (1).
C_e**: è il fattore di correzione in funzione dello spessore; per spessori compresi fra 25 e 150 mm è espresso dalla relazione:**

$$C_e = \left(\frac{25}{e_n}\right)^{0,25} \quad (6)$$

mentre per spessori inferiori a 25 mm, come nel nostro caso avremo che C_e **=1.**

C_t**: è il fattore di correzione dovuto alla temperatura che varia durante il ciclo che per gli acciai ferritici è espresso dalla seguente relazione:**

$$C_t = 1{,}03 - 1{,}5\times10^{-4}\times t^* - 1{,}5\times10^{-6}\times(t^*)^2 \quad (7)$$

con:

$$t^* = 0{,}75 \times T_{max} + 0{,}25 \times T_{min} \quad (8)$$

Dalla relazione (7) si ricava che partendo da una temperature minima iniziale di 15° C e raggiungendo una temperatura Tmax = 100 °C si ottiene t* = 78.75 °C.

Dalla relazione (7) si ottiene che Ct = **1.0089 assimilabile a 1**

Considerando che la tensione di snervamento più bassa e quindi limitante è data dal materiale del telaio pari a **237** N/mmq, applicando i coefficienti di sicurezza di 1,5 indicato dalla norma, si avrà cautelativamente una tensione limite di snervamento f= 237/1.5 = **158** N/mmq da inserire nella relazione (1).

Pertanto, considerando l'esatta eguaglianza tra $(\Delta\sigma_1)$ = $(\Delta\sigma_1^*)$, $(\Delta\sigma_2)$ = $(\Delta\sigma_2^*)$, e $(\Delta\sigma_3)$ = $(\Delta\sigma_3^*)$, per le tre tipologie di giunzioni avremo i seguenti valori delle oscillazioni tensionali:

$$\begin{cases} (\Delta\sigma_1) = \textbf{\textit{126,4 N/mm}}^{\textbf{\textit{2}}} \\ (\Delta\sigma_2) = \textbf{\textit{214,88 N/mm2}} \\ (\Delta\sigma_3) = \textbf{\textit{379,20 N/mm2}} \end{cases}$$

Applicando la relazione (2) valida per le sole zone saldate (che sono le più penalizzanti rispetti alle zone non saldate) si ottengono i seguenti valori dei cicli:

$$\begin{cases} (N_1) = \textbf{\textit{63382,41 cicli}} \\ (N2) = \textbf{\textit{12900,96 cicli}} \\ (N3) = \textbf{\textit{13131,31 cicli}} \end{cases}$$

2.2 Applicazione del metodo del Capitolo 18

Prima di passare alla disamina del metodo sarebbe opportuno fare alcuni richiami di classificazione delle tensioni agenti su una struttura sollecitata a pressione.

Come noto tutti i carichi agenti su una struttura qualsiasi generano delle sollecitazioni che si differenziano per la loro pericolosità; ciò genera una gerarchia di sollecitazioni che elenchiamo di seguito:

- **Sollecitazioni Primarie**: nascono per ***equilibrare i carichi esterni***, come la pressione, le vibrazioni, il vento, carichi sovrapposti, ecc. A loro volta le sollecitazioni Primarie si suddividono in sollecitazioni Primarie generali Membranali, Sollecitazioni Primarie locali Membranali e Sollecitazioni Primarie di Flessione;
- **Sollecitazioni Secondarie**: sono originate dalla necessità di rendere ***congruenti le deformazioni*** della struttura, pertanto a causa di tale congruenza nascono inevitabilmente dei carichi interni alla struttura (una parte della struttura che agisce sull'altra) e quindi l'equilibrio della stessa sarà mantenuto dalla nascita di nuove sollecitazioni. Una tipica sollecitazione secondaria è quella termica;

- **Sollecitazioni di Picco**: nascono intorno a ***discontinuità di superfici***, nelle vicinanze di brusche variazioni di spessori, di forma; vicino alle aperture, tra gli appoggi e le membrature; in prossimità di difetti del materiale o della saldatura (scarsa penetrazione, tarli, corrosioni intergranulari o trans granulari). Le sollecitazioni di Picco sono particolarmente pericolose proprio in presenza di cicli di pressione o di temperatura. Infatti, nelle aree menzionate sopra, avendosi una concentrazione degli sforzi si possono generare delle tensioni totali che superano il limite elastico del materiale da cui deriva una plasticizzazione locale della sezione interessata. In base al ciclo, questa plasticizzazione, cioè deformazione permanente del materiale, rappresenta in realtà una alterazione localizzata del reticolo cristallino; se questa alterazione rimane inalterata nel tempo e se il contributo delle fibre e cristallini adiacenti è tale da non elasticizzare (deteriorare) anche questi, la plasticizzazione rimane localizzata e non desterà preoccupazioni fino a quando non interverranno altri fattori esterni a peggiorare la situazione (analisi DBA EN 13445.3, allegato B). Localmente si instaura il fenomeno dello “Shakedown” (letteralmente “scuotere per far cedere”) che in realtà produce un apparente raddoppiamento del limite elastico (infatti in presenza di sollecitazioni di picco il limite è 3f dove f rappresenta la sollecitazione ammissibile alla temperatura di progetto).

Se le sollecitazioni di picco risultano pericolose quando superano dei limiti **pari al doppio della sollecitazione di snervamento del materiale**, le sollecitazioni primarie sono pericolose in quanto sono quelle che fronteggiano i carichi esterni (pertanto se questi sono molto alti, anche tali sollecitazioni possono superare i limiti elastici); nel dettaglio abbiamo che:

- **Sollecitazioni Primarie generali di membrana**: sono costanti per tutta la sezione resistente e interessano larghe zone della struttura, pertanto è bene che il loro limite sia f; il diagramma di distribuzione attraverso lo spessore della membratura è un rettangolo.
- **Sollecitazioni Primarie locali di membrana**: sono anch’esse costanti lungo la sezione del materiale ma interessano zone più circoscritte nelle vicinanze delle discontinuità di superficie, spessore, forma; aperture, appoggi, ecc. Per tale motivo sono maggiori delle generali e spesso sono associate a quelle di flessione perché in queste zone la struttura perde la sua connotazione di membrana e assume anche una rigidezza flessionale. Il diagramma di distribuzione è trapezoidale e il limite sale a 1,5 f per la sola parte rettangolare; praticamente uguale al limite di snervamento del materiale.
- **Sollecitazioni Primarie di flessione**: nascono per contrastare le rotazioni delle sezioni e quindi hanno la tipica distribuzione triangolare con valore nullo in corrispondenza dell’asse mediano della sezione. Come detto sopra difficilmente si trovano da sole ed è per questo che il limite è pari a 1,5 f per la sola parte triangolare.

La norma EN 13445.3 al pari della raccolta VSR’95 ed. 1999, nell’ambito della categorizzazione delle sollecitazione offre i seguenti limiti da rispettare.

1. Sollecitazioni Primarie Generali di Membrana ≤ f;
2. Sollecitazioni Primarie di flessione ≤ 1,5 f;
3. Sollecitazioni Primarie Locali di membrana ≤ 1,5 f;
4. Sollecitazioni Primarie + Secondarie che variano da un limite inferiore ad un limite superiore (es. compressione-trazione) ≤ 3f;
5. Sollecitazioni Primarie + Secondarie + Picco che variano da un limite inferiore ad un limite superiore (es. compressione-trazione) ≤ limite imposto dal numero dei cicli per il calcolo a fatica secondo un codice accreditato o norma armonizzata alla Direttiva PED.

Come mostrato nella figura 2, la struttura in esame è quella tipica di un recipiente a fondi bombati a cui è stato eliminato uno dei due fondi per dare posto al sistema di collegamento della cella al forno di lavorazione, che di seguito sarà chiamato semplicemente “telaio”. Internamente vi sono i supporti della cella di carico in modo che la stessa possa posizionarsi nella zona centrale dell’involucro, mentre lateralmente, lungo il fasciame, corre una intercapedine contenente acqua a temperatura ambiente per contenere la temperatura massima raggiungibile delle pareti dello stesso.
Dimensionalmente le membrature si presentano con un fasciame cilindrico avente spessore nominale di 35 mm chiuso da un lato da un fondo bombato di spessore nominale di 25 mm (minimo 24 mm) e dall’altro con un telaio per l’ingresso della cella di carico da sottoporre al trattamento con l’azoto. Il telaio è una struttura parallelepipeda con spessori che variano fra 80 e 90 mm; una faccia è saldata al fasciame cilindrico, mentre l’altra è imbullonata e riporta l’apertura, con chiusura autoclave, per il passaggio dei pezzi in lavorazione.
Il tutto poggia su una sella in corrispondenza del fasciame e di un piede in corrispondenza del telaio.
Il fasciame è forato superiormente da n. 4 fori per il passaggio di bocchelli penetranti, di cui n. 2 DN 125 per il supporto motori per la realizzazione del vuoto, n. 2 DN 50 per l’entrata dell’azoto in pressione. Anche il fondo è forato nel punto di colmo con un bocchello penetrante DN 40.
I materiali utilizzati sono principalmente il P295GH e P265GH della EN 10028.2. Il primo è utilizzato per le parti principali in pressione come fondo, virola, telaio, piastre di chiusura, ecc.; mentre il secondo per le parti non in pressione. I rispettivi valori delle sollecitazioni di snervamento sono:

- P295GH a 100 °C: **264** N/mmq per il fondo ed il fasciame, **237** N/mmq per il telaio;
- P265GH a 100 ° C: **241** N/mmq;

La sollecitazione di rottura Rm a temperatura ambiente è rispettivamente di **460-580** N/mmq per il primo e di **410-530** N/mmq per il secondo. I bocchelli principali sono in ST 35.8 DIN 17175.

2.2.1.Modellazione MEF

La modellazione MEF (Metodo agli Elementi Finiti) è al momento l’unica soluzione dettagliata per applicare con elevata attendibilità le relazioni della regola EN 13445 cap. 18 circa il calcolo della vita a fatica.
Il software utilizzato è il più collaudato in assoluto in quanto è tra i più longevi in termini di applicazioni MEF; si tratta del SAP 2000, Versione 17 della americana “Computers and Structures Inc.”, Berkeley, California.
Dal punto di vista operativo possiamo distinguere due momenti principali del processo di realizzazione del metodo degli elementi finiti.
Il primo riguarda la modellazione grafica con l’individuazione di nodi all’interno di uno spazio tridimensionale con assi cartesiani fissati all’inizio del lavoro che costituiranno il cosiddetto Sistema di Riferimento Globale; tale individuazione comporta una continua affinazione in quanto è evidente che ove l’apparecchiatura comporta delle superfici non continue, ricche di punti di singolarità, brusche variazioni di spessori e di conformazioni geometriche, occorre infittire il numero dei nodi rappresentativi in modo che il loro successivo collegamento sarà tale da approssimare con molta attendibilità l’andamento delle superfici e spessori reali.
La restituzione grafica è relativa ai nodi che si trovano sulla superficie mediana di tutti gli spessori delle varie membrature, quindi la superficie che si verrà a creare sarà inscritta all’interno di quella reale con un grado di approssimazione variabile a seconda del numero di nodi rappresentativi. L’unione dei nodi con aree definite mesh consente di dare forma,

geometria, spessore, massa e tutte le proprietà dei corpi con comportamento elasto-plastico al fine di ottenere quelle sollecitazioni primarie, secondarie e di picco di cui sopra. La mesh più regolare è quella con quattro lati, con lati aventi un rapporto massimo di 1:10 e angolo non inferiore a 15°; quelle con forma triangolare si adattano bene per creare zone di transizione fra punti e aree di singolarità e scarsa continuità e la parte restante della struttura.

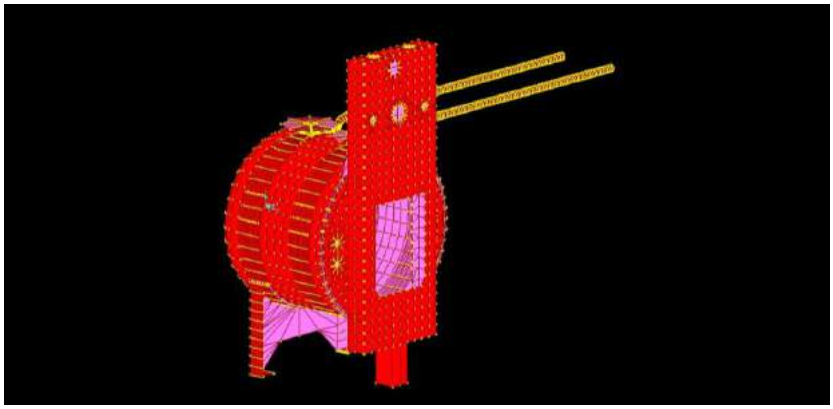


Figura 3. Vista prospettica dell'attrezzatura. Si nota la diversa discretizzazione degli elementi "mesh" fra le varie parti di una stessa membratura

Il secondo momento è quello della risoluzione delle equazioni differenziali di equilibrio per struttura iperstatica sottoposta a cicli di lavoro. Nel nostro caso i carichi sono identificati con:

- Pressione interna;
- Differenze di temperatura;
- Carichi esterni;
- Vincoli esterni;
- Vibrazioni;
- Collegamenti esterni alle connessioni.

Non sono stati considerati carichi come il vento e il sisma in quanto la struttura sarà posizionata all'interno di un capannone industriale (idoneo a resistere alle sollecitazioni sismiche e del vento) e quindi protetta da entrambe queste sollecitazioni. Considerando che i suddetti carichi saranno combinati linearmente, ipotizzando un comportamento elasto-plastico del materiale, verrà di seguito fatta una piccola disamina specifica per ciascuno di essi.

Per quanto riguarda la Pressione interna, questa è applicata sulla faccia interna delle mesh; l'unico caso in cui è applicata su entrambe le facce è relativo alla piastra di collegamento fra il fasciame e il telaio di ingresso materiale. Infatti questa piastra presenta una particolarità: ha una parte centrale sottoposta su entrambe le facce alla pressione operativa, e una parte laterale invece sottoposta alla sola pressione interna. Si può ben capire come questa piastra sarà quindi quasi scarica nella zona centrale e carica verso la zona laterale, soprattutto a ridosso della saldatura a piena penetrazione di collegamento con il fasciame (in seguito vedremo che proprio uno di questi punti periferici costituirà il punto critico per il calcolo a fatica);

La distribuzione delle temperature non potrà considerarsi omogenea a causa dei diversi spessori delle membrature. In effetti la parte cilindrica del fasciame con il fondo, avendo degli spessori minori rispetto al telaio, avrà maggior possibilità di scambiare calore con l'esterno e quindi la superficie mediana sarà leggermente più "fredda" di quella del telaio;

Per quanto riguarda i carichi esterni, oltre ovviamente al peso proprio della struttura e del peso del carico dei prodotti da temprare, si dovrà considerare il peso degli aspiratori (per creazione del vuoto) sovrastanti il fasciame. Si tratta di due motori del peso di circa 200 Kg

ciascuno, applicati con giunzioni flangiate “poggiate” e liberi di deformarsi insieme ai tronchetti di supporto. Le flange sono “poggiate” sul fasciame con la loro parte a sbalzo che, invece di essere libera di deformarsi sotto il peso dei motori, e quindi essere sollecitata a trazione (dovuta appunto allo sbalzo esistente), è altresì “aiutata” da dei fazzoletti che realizzano un efficace rinforzo alle flange stesse, permettendo di distribuire il peso dei motori anche sulla parte del fasciame lontana dal tronchetto.
Gli unici vincoli esterni considerati sono quelli dei fissaggi a terra nell’impianto di tempra e del collegamento del telaio al forno. La struttura ammette una sella con gambe rese solidali anche nella parte sottostante in zona cilindrica, mentre si prevede un unico appoggio sotto il telaio nella zona anteriore (anche se da progetto sarebbe stato opportuno ampliare questo collegamento a terra per tutta la larghezza del telaio). I profili di questi appoggi non sono molto grandi, e come vedremo nelle zone di collegamento al fasciame e al telaio saranno affetti da leggere plasticizzazioni. In realtà tutte le connessioni costituiscono vincoli di tipo elastico la cui rigidezza è di difficile determinazione e per tale motivo si preferisce rappresentarli attraverso la modellistica così come nella figura 3.
Nello studio sono stati considerati anche i modi di vibrare dell’intera apparecchiatura. Gli aspiratori, anche se agiscono quando la pressione interna è scesa a quella atmosferica, nonché le altre attrezzature possono trasmettere azioni vibranti che si ripercuotono sulla struttura, generando una somma lineare delle tensioni strutturali (primarie + secondarie).
A tal riguardo il programma restituisce 12 modi di vibrare con relative frequenze, pertanto sarà facile capire quali saranno quelle sopportate e quindi le limitazioni da imporre in sede di utilizzazione;
L’ingresso dell’azoto sarà realizzato con due connessioni laterali in cui confluiranno due tubi da 2” con curvatura. E’ importantissimo lasciare liberi di dilatarsi e di vibrare i suddetti tubi, ovviamente in prossimità delle connessioni al fasciame; infatti, insieme alle flange per il supporto dei ventilatori, rappresentano due aree in cui non dovranno esistere vincoli di incastro, in quanto una limitazione ai movimenti degli stessi produce un aumento eccessivo delle tensioni e non sopportabile alla lunga dall’intera struttura dell’apparecchio in pressione;
Le tensioni restituite sono le seguenti:

- Tensioni principali minima e massima con relative direzioni. Ciò riproduce lo stato prevalentemente biassiale delle membrature con scarsa rigidezza flessionale. Ciò non sarà vero per la zona del telaio e per le flange dove questa rigidezza ha un valore non più trascurabile. E’ per tale motivo che tutto il telaio e le flange avranno un comportamento a piastra spessa e non a piastra sottile (membrana) come accade per il fasciame ed il fondo, nonché i tronchetti;
- Tensioni taglianti nel piano locale parallelo al piano della mesh (assi 1 e 2);
- Tensioni lungo gli assi locali 1 e 2;
- Tensioni di Von Mises. Come noto, si tratta di tensioni monoassiali ideali di comparazione con le tensioni ammissibili imposte dalla regola di calcolo.

Anche se il programma restituisce una grafica che permette di visionare l’andamento delle tensioni lungo tutta la superficie di ogni singola mesh, tutte le tensioni di cui sopra avranno, per ovvie ragioni di contenimento una doppia tabellazione in corrispondenza di ogni singolo nodo delle mesh: saranno dati i risultati per le facce superiori e inferiori delle mesh. Ciò significa che sarà condotta una doppia analisi dei risultati, perché come spesso accade, per le mesh più sollecitate sulle facce superiori non vi sarà un’analoga supremazia di carico nelle facce inferiori, quindi sarà necessario trovare la mesh con la faccia inferiore più sollecitata. Ciò significa che i risultati restituiti dal solutore del software saranno il doppio dei nodi introdotti in sede di modellazione grafica iniziale. E’ solo dopo questa preliminare analisi che si confronteranno i valori di soli due mesh per stabilire quella più sollecitata in assoluto; tale approccio è sicuramente più corretto del semplice

sviluppo dei risultati delle superfici mediane, in quanto tiene conto dell'effetto degli spessori e delle relative rigidezze flessionali e di taglio. **Esso, come si vedrà sarà ripetuto per le zone saldate e NON saldate, nonché per i bulloni, dando sostanzialmente tre numeri di cicli di cui il più penalizzante stabilirà la vita a fatica della struttura e l'eventuale vita residua.**
Come si potrà vedere nelle successive figure 4÷6, i punti più sollecitati in assoluto, a parte una leggera plasticizzazione nella zona di attacco appoggio verticale-sella (parti NON in pressione), sono quelle del fondo bombato in prossimità del cambio di curvatura (classica zona di concentrazione tensionale). In questa zona ci sono anche tensioni taglianti non trascurabili a tal punto da produrre sollecitazioni di Von Mises superiori a 200 N/mmq. Saranno queste che interesseranno lo studio successivo per le zone NON saldate.
Come anticipato, fra le zone saldate quelle più pericolose saranno, ovviamente le circonferenziali di collegamento del fasciame al fondo e alla piastra posteriore del telaio. Se nel primo collegamento i picchi si avranno a ridosso delle generatrici laterali del fasciame (zona centrale), corrispondente ai meridiani più sollecitati del fondo; per il secondo collegamento i punti più critici si avranno nella generatrice inferiore del fasciame. Comunque entrambi questi punti avranno una sollecitazione di Von Mises inferiore ai 150 N/mmq, anche se questo valore non verrà perfettamente toccato ma costituirà il limite da introdurre nei calcoli.

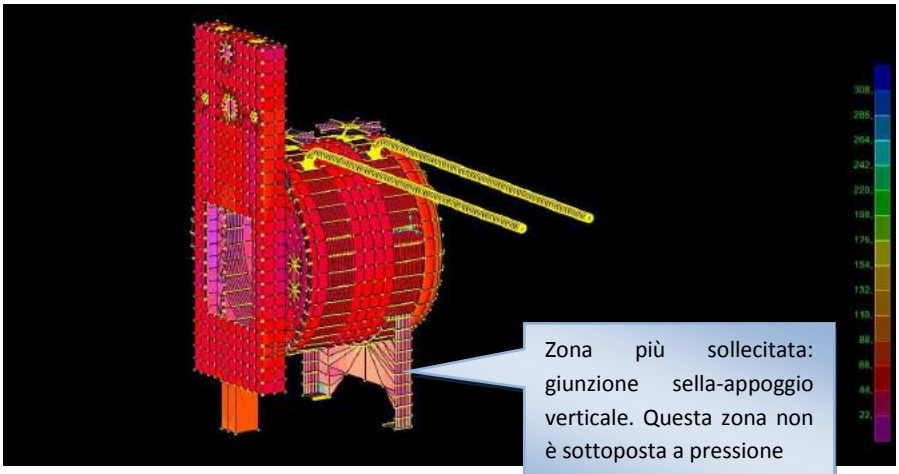


Figura 4. Distribuzione totale delle tensioni di Von Mises. Le zone tendenti all'azzurro-blu sono le più sollecitate

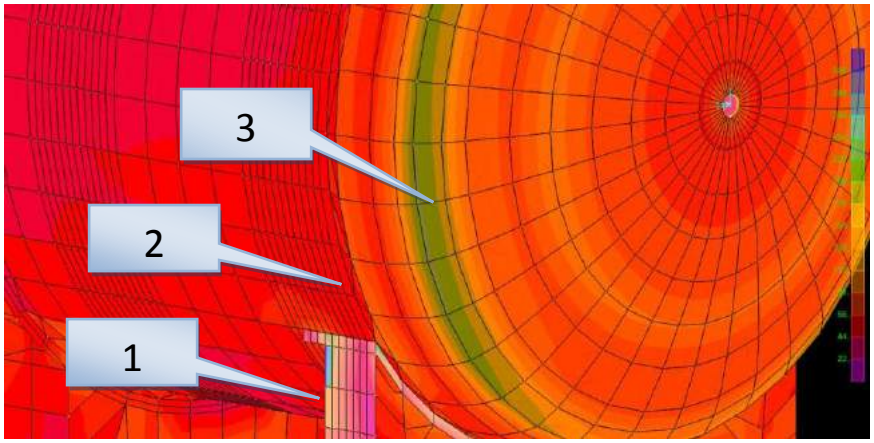


Figura 5. Distribuzione totale delle tensioni di Von Mises. Dettaglio delle parti più sollecitate: 1) Zona non sottoposta a pressione (Ds = 326 N/mmq, valori di leggera plasticizzazione); 2) Zona in pressione saldata (Ds = 135 N/mmq, giunzione fasciame-fondo); 3) Zona in pressione NON saldata (Ds = 225,852 N/mmq.)

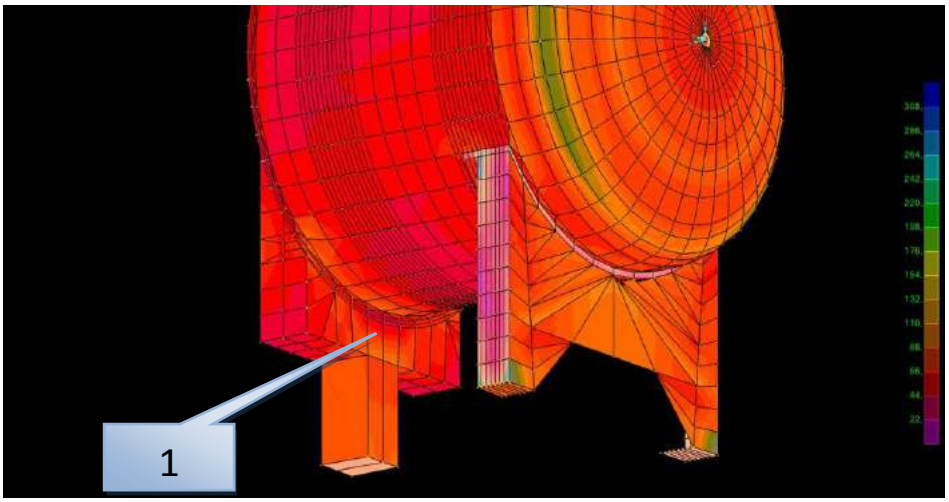


Figura 6. Distribuzione totale delle tensioni di Von Mises. Dettaglio delle parti più sollecitate: 1) Zon sottoposta alla pressione, di giunzione fra il fasciame e la piastra posteriore del telaio: di queste zone è la più sollecitata (Ds = 150 N/mmq); infatti il colore tende dal rosso a passare verso il giallo

2.2.2.Sviluppo del capitolo 18 della EN 13445.3: Risultati

Come già anticipato il capitolo 18 riporta il metodo per "la Valutazione **dettagliata** della vita a fatica". Di seguito si seguirà lo stesso percorso del capitolo, con i paragrafi dettagliati, inserendo "n.a." per i paragrafi "non applicabili", oppure "r.s." quando ci saranno i "requisiti soddisfatti".

18.1 Scopi: r.s.;

18.2 e 18.3 Elenco delle Definizioni e Simboli: è un elenco dettagliato di tutti i termini che saranno utilizzati. In particolare ci soffermiamo sulle seguenti definizioni, mentre le altre saranno esplicitate all'occorrenza:

- "Nominal Stress": è la sollecitazione principale Primaria; in sostanza esclude la sollecitazione secondaria e di picco;
- "Equivalent Stress": è la sollecitazione ideale monoassiale. La scienza delle costruzioni ci propone il calcolo di Tresca e quello di Von Mises; la norma ammette l'utilizzo di entrambe, ovviamente con riferimento alle tensioni principali;
- "Stress range": è la differenza fra gli opposti, cioè fra la sollecitazione principale più piccola e quella più grande che nel tempo, nello stesso punto si ripetono con la periodicità del ciclo. E' importante definire che la direzione delle Sollecitazioni principali rimane costante nel tempo. Nel nostro caso il ciclo propone solo due situazioni limite per le quali si avranno gli opposti: 1) situazione con il vuoto a **-1** bar relativo; 2) situazione con **16** bar relativi. Si tratta di un salto di **17** bar corrispondente alle due seguenti situazioni: a) pressione **0** bar relativi (condizioni ambientali); b) pressione di **17** bar relativi. E' per tale motivo che lo studio sarà eseguito con uno stress range $\Delta\sigma$ = **17** bar;
- "Structural Stress": è la sollecitazione strutturale in condizioni di non ciclicità, cioè comprendente la sollecitazione primaria + secondaria. Qualora non ci siano sollecitazioni secondarie ci sarà coincidenza fra "Nominal Stress" e "Structural Stress";
- "Endurance Limit": $\Delta\sigma$ al di sotto del quale non si riscontrano sperimentalmente danni per fatica e si indica con $\Delta\sigma_D$;
- "Cut-off limit": al disotto del quale il fenomeno della fatica è tralasciato e si indica con $\Delta\sigma_{Cut}$;

- "E": modulo di elasticità alla massima temperatura operativa (non di progetto TS). Nel nostro caso la massima temperatura operativa è di **100** °C e il modulo E è pari a **201036** N/mm. In realtà il modulo è superiore perché le temperature differenziali che si considereranno per le varie membrature non potranno superare i **100** °C, in quanto lo studio che si affronterà riguarda la superficie mediana del generico elemento (mesh) appartenente alla discretizzazione che si farà. È evidente che la faccia interna della mesh che è a contatto con il gas azoto si troverà a **100** °C, ma la faccia esterna si troverà a una temperatura più bassa per via della trasmissione di calore per conduzione; quindi la superficie intermedia sottoposta al nostro studio si troverà a una temperatura intermedia (legge di Fourier) considerando anche i piccoli contributi dell'irraggiamento e convezione.

18.4 Limitazioni all'uso della norma Tecnica: "r.s.";

18.5 Generalità: La fatica va valutata nei punti più critici e nelle condizioni operative anziché che le condizioni di progetto. L'indice di danno è dato dalla seguente formula:

1) $$D = \frac{n}{N}$$

Con n= al numero di cicli già eseguiti e N = al numero di cicli eseguibili; pertanto D deve essere sempre ≤1.

18.6 Zone Saldate: saranno rispettate pienamente i requisiti sul tipo di sollecitazioni principali da utilizzare come "Structural stress". Le tensioni principali hanno direzione costante nel tempo, pertanto l" Equivalent stress range" $\Delta\sigma_{eq}$ sarà dato con il metodo di Tresca corrispondente al doppio della variazione maggiore della tensione di Taglio fra le variazioni dei tre piani. Infatti in un punto ben preciso si calcolano i tre valori dei tagli come differenza fra le tensioni principali (in realtà si tratta del doppio dei valori dei tagli, poiché tale differenza non è altro che il diametro del cerchio di Mohr). Questi tagli sono in realtà delle variazioni di tensioni tangenziali, ed esattamente le variazioni massime per i tre piani, così come segue:

- $S_{12} = \sigma_{struc1} - \sigma_{struct2}$ (nel piano con normali gli assi locali 1 e 2);
- $S_{23} = \sigma_{struc2} - \sigma_{struct3}$ (nel piano con normali gli assi locali 2 e 3);
- $S_{31} = \sigma_{struc3} - \sigma_{struct1}$ (nel piano con normali gli assi locali 3 e 1);

Naturalmente le tre variazioni massime dei tagli si devono calcolare per le due situazioni limite del ciclo equivalente (0-17 bar), e cioè a 0 bar con la struttura totalmente scarica e a 17 bar; ciò produce due valori per ciascuna variazione dei tagli: S_{12} max e S_{12} min; S_{23}max e S_{23}min; S_{31}max e S_{31}min; con le variazioni minime tutte nulle in quanto calcolate alla pressione di 0 bar. Da ciò si deduce che la relazione per il calcolo di $\Delta\sigma_{eq}$, che è:

2) $$\Delta\sigma eq = max(|S_{12max} - S_{12min}|; |S_{23max} - S_{23min}|; |S_{31max} - S_{31min}|)$$

nel nostro caso si trasforma in:

3) $$\Delta\sigma eq = max(|S_{12max}|; |S_{23max}|; |S_{31max}|)$$

Per le zone saldate, ipotizzando che la rottura per fatica avvenga proprio nella saldatura si dovranno utilizzare le tensioni principali con direzione parallela e normale all'asse della saldatura. Siccome le condizioni di pressione considerate, sono solo due, cioè pressione nulla e pressione a 17 bar, la variazione totale di ciascuna delle due tensioni principali

sarà coincidente alla tensione principale a 17 bar nel punto critico considerato, così come segue:

$$\begin{cases} \Delta\sigma \text{ struc1} = \sigma \text{ struc1max} \\ \Delta\sigma \text{ struc2} = \sigma \text{ struc2max} \end{cases}$$

Entrambe porteranno a definire la $\Delta\sigma$, cioè il "Principal Stress range".

Da un'analisi del modello che descriveremo in seguito si è anche ottenuto il valore della tensione di Von Mises, il quale per ogni mesh è risultato diverso a seconda che si considerasse la faccia inferiore o superiore, cioè interna o esterna alla membratura. Il programma di calcolo agli elementi finiti ha permesso comunque di scegliere il valore più alto ai fini cautelativi; questo è risultato sulla saldatura circonferenziale fra il fasciame e la piastra posteriore del telaio, in prossimità della generatrice inferiore del fasciame. Il valore di $\Delta\sigma$ è risultato di poco inferiore a 150 N/mmq (elemento denominato "2764") che sarà quindi il valore da introdurre nelle successive relazioni per il calcolo dei numeri di cicli. Una situazione analoga si è riscontrata sulla saldatura circonferenziale fra il fondo e il fasciame all'altezza dell'attacco sella-fasciame, ma i valori riscontrati sono risultati di poco inferiori a quelli di cui sopra.

18.7 Zone Non Saldate: In questo caso si deve calcolare "l'effective equivalent total stresses" Ds f. La norma propone due relazioni a seconda se ci sono o meno tensioni di picco. Siccome, come vedremo, non ci saranno tensioni di picco, si avrà che la variazioni totale equivalente di sollecitazione (comprendente anche la variazione del picco $\Delta\sigma$ peak) $\Delta\sigma$ eq.total sarà coincidente con la variazione strutturale equivalente di sollecitazione $\Delta\sigma$ eq.Struc. Significa che la variazione della sollecitazione ottenuta sommando le tensioni primarie con quelle secondarie è la massima variazione in quanto le tensioni di picco sono nulle. Il modo di calcolare la variazione strutturale equivalente di sollecitazione è del tutto analogo a quello delle zone saldate, ovviamente nel punto prescelto come punto più critico ai fini del calcolo a fatica. Da ciò si avrà che:

4) $$\Delta\sigma_f = K_f \Delta\sigma_{eq.struc} = K_f \Delta\sigma_{eq}$$

Dove Kf =1 in virtù della formula 18.7-2 in cui anche Kt = 1 in virtù della 18.7-5.

Nelle zone non saldate si calcola anche una tensione principale media equivalente, utile quando si calcoleranno i fattori di correzione parziali. Tale tensione si ottiene facendo riferimento all'equazione 3) per ottenere $\Delta\sigma$eq. Infatti in funzione del valore più alto di uno dei tre termini "Sij" si considereranno si e sj come tensioni da inserire nella seguente relazione:

5) $$\sigma_{eq} = \frac{1}{2}\left[\left(\sigma_i + \sigma_j\right)\max + \left(\sigma_i + \sigma_j\right)min\right]$$

Ma anche in questo caso il termine "$\left(\sigma_i + \sigma_j\right)min$" è nullo poiché la condizione iniziale è con pressione nulla, pertanto la 5) si semplifica nella seguente equazione:

6) $$\sigma_{eq} = \frac{1}{2}\left[\left(\sigma_i + \sigma_j\right)\max\right]$$

18.8 Condizioni di elasto-plasticità: Poiché in nessun punto, come anticipato per la tensione di picco, non sarà superato il limite di snervamento del materiale, non si creano le condizioni per applicare fattori correttivi afferenti.

18.9 Carichi e azioni affaticanti: I carichi presi in considerazione sono due, la pressione e la temperatura. Come anticipato il $\triangle P$ = 17 bar, mentre il $\triangle T$ dipende dalla membratura presa in considerazione; infatti ipotizzando una variazione lineare della temperatura lungo lo spessore del materiale, se all'interno della cella il $\triangle T$ sarà di 100 °C per tutte le membrature, nel piano mediano avremo valori differenti, così come segue:

- Fasciame e Fondo: $\triangle T$ = 70°C;
- Telaio e parte della chiusura piana del fasciame: $\triangle T$ = 80°C;
- Piastra piana interna al telaio: $\triangle T$ = 100°C;
- Appoggio e sella di appoggio: $\triangle T$ = 40°C
- Tali valori sono dedotti dalla legge di Fourier seguente:

$$7) \quad Q = \frac{\lambda}{s}\Delta T$$

Infatti a parità di λ pari a circa 36000 Cal/mqh°C/mm, ogni componente disperderà il calore Q in modo inverso allo spessore, quindi esplicitando la relazione in funzione della temperatura si vedrà che per spessori maggiori si avranno quantità di calore perso minori con gradienti minori di temperatura: è per questo motivo che le strutture con maggior spessore avranno la temperatura della superficie mediana più vicina ai 100 °C, mentre è ovvio che le strutture interne avranno una temperatura proprio di 100 °C.
Una tale situazione è molto vicina alla realtà ma produce tensioni termiche per via delle differenze di temperatura fra le varie parti; ovviamente lo studio terrà anche conto di queste tensioni secondarie che si sommeranno linearmente a quelle primarie dovute alla pressione in modo da fornirci le tensioni principali da inserire nelle relazioni di cui sopra.
In tale contesto, cautelativamente, per tutte le parti si è considerata come tensione limite di snervamento quelle viste nel paragrafo 2, che come si osserva sono relative sempre a 100°C.

18.10 Calcolo della resistenza a fatica per le parti saldate: Insieme al prossimo punto è il cuore della norma. Sull'intera attrezzatura sono stati eseguiti CND sul 100% di tutte le saldature, pertanto secondo la En 13445.4 il Testing Group è il numero 1. Dalla tabella 18.4, considerando le classi inserite nella colonna del "Testing Group 1-2" (anche se il coefficiente originario di giunzione è 0,85), si possono identificare i dettagli seguenti:

- 1.3 per la giunzione fasciame –fondo con corrispondente valore della classe pari a **80**;
- 2.1 dettaglio a) per la giunzione fasciame-piastra con corrispondente valore della classe pari a **80**;
- 3.1 per le giunzioni fra i tronchetti ed il fasciame o fondo, con corrispondente valore della classe pari a **100**;
- 6.3 per la giunzione fasciame-sella di appoggio, con corrispondente valore della classe pari a **71**;
- 7.1 e 7.3 per le giunzioni flangia-bocchello e massello-piastre di chiusura, con corrispondente valore della classe pari a **80**

I fattori di correzione ci permetteranno di aumentare o diminuire il numero di cicli che possono affaticare la struttura. Anticipiamo che la zona saldata che sarà sottoposta a studio è quella della saldatura circonferenziale tra fondo e Piastra posteriore del telaio. Lo spessore nominale del fondo è di 25 mm, pertanto dalla relazione:

$$8) \quad f_{ew} = \left(\frac{25}{e_n}\right)^{0,25}$$

Si ottiene che con e_n = 25, few =1.
Il fattore termico di correzione si applica per temperature superiori a 100 °C; nel nostro caso quindi sarà ft=1.
Il fattore globale fw = few x ft = 1

Ora siccome è confermata la relazione $\frac{\Delta\sigma}{f_w} \geq \Delta\sigma_D$ con $\Delta\sigma_D$ preso dalla tabella 18.7 in corrispondenza della classe 80 e avente valore pari a 59 N/mmq, si avrà anche che le costanti C_1 e m_1 avranno i seguenti valori:

$$\begin{cases} C_1 = 1.02 \times 10^{12} \\ m_1 = 3 \end{cases}$$

Pertanto sostituendo i seguenti valori nella relazione che ci calcola il numero di cicli:

9) $$N = \frac{C_1}{\left(\frac{\Delta\sigma}{f_w}\right)^{m_1}} = \frac{1{,}02 \times 10^{12}}{\left(\frac{150}{1}\right)^3} =$$ **302222.22 cicli**

18.11 Calcolo della resistenza a fatica per le parti NON saldate: La struttura di calcolo è simile a quella del punto precedente ma in questo caso i coefficienti di correzione sono di più. Il primo coefficiente è legato allo stato di finitura fornito dal fabbricante delle lamiere; a tal proposito si calcola il termine Fs con la seguente relazione:

10) $$Fs = 1 - 0.056 \times (lnRz)^{0.64} \times lnRm + 0.289(lnRz)^{0.53}$$

ove:
Rz= è la massima differenza, presa ortogonalmente alla superficie della lamiera, fra due punti adiacenti. In effetti quando questo valore è piccolo significa che la finitura è ottima e quindi il coefficiente finale correttivo fs =1. Siccome non abbiamo disponibile questo dato dal certificato del fabbricante della lamiera, tale dato sarà prelevato dalla tabella 18.8 in corrispondenza di prodotti rullati o estrusi, pari a 200 mm;
Rm= è il valore della tensione di rottura rilevabile dai certificati, pari a 536 N/mmq.
Sostituendo i valori nella 10) si ottiene F_s = 0.6763.
Considerando come dato di partenza un numero dei cilci N = 302222,22 per le zone saldate, la relazione del coefficiente finale per la finitura superficiale sarà:

11) $$fs = Fs^{(0{,}1lnN - 0{,}465)}$$

Sostituendo i valori nella 11) **fs=1**
Il coefficiente correttivo per lo spessore è identico a quello per le parti saldate per l'effetto dello spessore del fondo pari a 25 mm; pertanto dalla relazione 8) si avrà **fe=1**;
Lo stesso discorso vale anche per il coefficiente correttivo della temperatura che sarà **ft=1**;
Un discorso più articolato, invece, merita il coefficiente correttivo dovuto alla tensione principale media equivalente vista al punto 18.7.
Se il comportamento della zona interessata, cioè il fondo, è puramente elastico si calcola dapprima il coefficiente di sensitività M con la relazione:

12) $$M = 0{,}00035 \times Rm - 0{,}1 = 0{,}0876$$

Il coefficiente correttivo è dato dalla relazione:

13) $$fm = \sqrt{1 - \frac{M \times (2+M) \times \frac{2\sigma_{eq}}{\Delta\sigma_R}}{1+M}}$$

Nella relazione 13) vi è il rapporto che si preleva dalla modellazione eseguita e dai risultati ottenuti. Come anticipato, per le parti NON saldate la membratura in pressione maggiormente sollecitata è il fondo. Il valore della tensione di Von Mises più alto lo abbiamo nell'elemento numerato "136" con un valore di:

$\Delta\sigma_{eq} = \Delta\sigma_{struc}$ = **225,852** N/mmq;

mentre le corrispondenti tensioni principali da inserire nella relazione 6) sono:

$\sigma 1$ = **202,859** N/mmq;
$\sigma 2$ = **-40,505** N/mmq

Infatti dalla relazione 6) avremo che:

σ_{eq} = **81,177** N/mmq

e in virtù delle considerazioni svolte al punto 18.7, sarà:

$$\Delta\sigma_f = \Delta\sigma_{eq} = \Delta\sigma_R$$

Sostituendo i valori nella 13) avremo f_m = 0.9375

Il fattore correttivo totale sarà:

14) fu= fs x fe x ft x fm = 1 x 1 x 1 x 0.9375 =**0,9375**

Ora, poiché il rapporto:

$$\frac{\Delta\sigma_f}{f_u} = 241 \text{ N/mmq}$$

applicando la tabella 18.10 risulta:

$$\Delta\sigma_D \geq \frac{\Delta\sigma_f}{f_u} \geq \Delta cut$$

(dalla tabella 18.10 e facendo un assunzione cautelativa con Rm = 400 n/mmq), che implica un numero di cicli "***infinito***" qualora il carico ciclico sia costante come nel nostro caso.

18.12 Calcolo della resistenza a fatica dei bulloni: Sono quelli che tengono la piastra anteriore fissata al telaio. Anche in questo caso si utilizzano dei coefficienti correttivi dovuti sia allo spessore (diametro) che alla temperatura, però poiché il diametro è inferiore a 25 mm (M24 con diametro nocciolo pari a 20,319 mm) e la temperatura media non supera i 100 ° C, entrambi saranno uguali a 1, da cui fb= 1. Date le dimensioni della piastra gli sforzi assiali di Von Mises sono molto vari; il più grande di questi $\Delta\sigma$ è pari a 100,327 N/mmq, pertanto, siccome il rapporto $\Delta\sigma$ /Rm è maggiore di 0,0522 si utilizzerà la relazione 18.12-3 per il calcolo dei cicli:

15) $$N = 285 \left(\frac{Rm \times fb}{\Delta\sigma}\right)^3$$

Considerando Rm= 804 N/mmq (ASTM A 193 B7, da certificato materiali) e sostituendo i valori nella 15) si ottiene N= ***146676 cicli.***

3. Considerazioni finali

Dai risultati numerici ottenuti nel caso di studio, si attesta come il metodo semplificato sia fortemente penalizzante.
Alla rapidità di esecuzione dei calcoli si contrappone lo svantaggio di un'approssimazione molto cautelativa che dal punto di vista economico non sempre potrebbe risultare a beneficio dell'esercizio dell'apparecchio.

Il rapporto $\triangle P/P_{max}$ esprime tutti i suoi limiti proprio nell'esecuzione dei calcoli: si tratta pur sempre di un rapporto che potrebbe essere uguale per condizioni di esercizio e di progetto molto diverse fra loro. Infatti apparecchi con pressioni massime di progetto pari a 5 bar e oscillazioni di pressioni di $\triangle P$ di 3 bar, comportano un rapporto pari es. a 0,6 che risulta identico a quello di un apparecchio sottoposto ad una pressione P_{max} = 30 bar e oscillazione $\triangle P$ = 18 bar.

Al contrario, il metodo di calcolo proposto dalla EN 13445.3 cap. 18 è sicuramente dettagliato grazie a una buona modellazione dell'apparecchio in pressione, ma un ruolo centrale rivestirà il quadro delle ispezioni che tale apparecchio subirà in sede di fabbricazione e di esercizio.
Infatti, fermo restando la evidente possibilità di sostituire tutti i bulloni quando l'apparecchio raggiungerà i **146676** cicli, dall'analisi svolta si evince che il numero di cicli di riferimento è, come c'era da aspettarselo, legato alle parti saldate, pari a **302222** cicli.
Questo valore è circa **5** volte superiore a quello risultante nelle ipotesi più ottimistiche dal calcolo del metodo semplificato, ciò a dimostrazione della spiccata cautela, ma anche approssimazione e generalizzazione, utilizzata nel metodo.
In ogni caso è sempre raccomandabile l'applicazione dell'appendice M della regola EN 13445.3 circa le ispezioni da fare durante l'esercizio quando si raggiungono intervalli di cicli pari al 20% della vita minima calcolata (nel nostro caso circa N= 60000 cicli), ma non si dovrà trascurare la realizzazione di un programma accurato di campagna di CND nelle zone più sollecitate si termicamente e sia meccanicamente.
Infatti non dobbiamo mai dimenticare il tipo di sollecitazione che insistono in determinati punti (primarie, membranali, di picco, ecc.) e capire l'eventuale evoluzione di cricche o altri difetti congeniti, a prescindere se in questi punti la tensione equivalente monoassiale risulta inferiore alla corrispondente presente in altri punti.
La eventuale plasticizzazione presente in punti precisi potrà proprio indicare quelle aree in cui si potranno sviluppare fenomeni di incrudimento del materiale, influenzando la scelta di CND mirati (es.: misurazione della durezza del materiale); ma ciò non dovrà distogliere l'attenzione da quei punti in cui la tensione equivalente assume dei valori inferiori al doppio della tensione ammissibile, perché proprio in quei punti si potranno indirizzare le riserve energetiche dell'apparecchio per compensare le plasticizzazioni avvenute altrove.

Aziende a rischio di incidente rilevante: stato dell'arte dei sistemi di gestione della sicurezza

P. Addonizio*, L. Bianchi*, I. Ferrara*, M. Madonna*, I. Mazzarelli*

*Inail - UOT di Napoli

Sommario

Il 26 giugno 2015, con l'emanazione del D.lgs. n.105, è stata recepita in Italia la direttiva 2012/18/UE, cosiddetta "Seveso III", che disciplina la gestione e l'organizzazione delle aziende a rischio di incidente rilevante. Per questa tipologia di aziende vige l'obbligo per il gestore di adottare ed implementare un sistema di gestione della sicurezza, la cui struttura deve rispondere allo stato dell'arte in materia.
S'intendono corrispondere al detto stato dell'arte, così come riportato al punto 2.2.3 dell'allegato B al D.Lgs. n.105/2015, la norma UNI 10617, le norme della serie OHSAS 18000, ISO 9000, ISO 14000 e il regolamento comunitario EMAS.
Nell'ambito del suddetto panorama per i sistemi di gestione sarà inquadrata anche la futura norma ISO 45001, la prima in ambito ISO di carattere generale sui sistemi di gestione della sicurezza, già in fase di revisione pubblica e la cui emanazione è prevista entro la fine del 2016 ed inizio 2017.
Tuttavia l'esperienza fatta in campo di verifiche in aziende soggette alla direttiva Seveso, ha portato a costatare che esse, nell'assolvere all'obbligo di adottare un sistema di gestione rispondente allo stato dell'arte, spesso ne hanno sviluppato uno proprio più aderente alla specifica realtà produttiva. Pertanto, scopo del presente studio è quello di comparare le strutture dei predetti sistemi di gestione "a regola d'arte" e quelle dei sistemi di gestione della sicurezza "*customizzati*" per specifiche realtà industriali a rischio di incidente rilevante, al fine di metterne in luce i punti di forza e le differenze esistenti.

1. Introduzione

Il Decreto legislativo n.105 del 26 giugno 2015 ha recepito la direttiva "Seveso III" relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose al fine di limitarne le conseguenze per la salute umana e per l'ambiente [1].
Il gestore dell'impianto, ovvero la persona fisica o giuridica che detiene o a cui è stato delegato il potere economico o gestionale determinante per l'esercizio tecnico dell'impianto stesso, deve adempiere a diversi obblighi. Tra questi, ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti, il gestore è tenuto a redigere un "***documento"*** che definisca la propria politica di prevenzione degli stessi. Tale politica è attuata tramite un idoneo sistema di gestione della sicurezza conforme all'allegato 3 del medesimo decreto attuativo. La politica, e di conseguenza anche il sistema di gestione, devono essere proporzionati ai pericoli, alle attività industriali e alla complessità dell'organizzazione nello stabilimento ed è basato sulla valutazione dei rischi. Il Sistema di Gestione della Sicurezza, così come caratterizzato nell'allegato 3, dovrebbe integrarsi con gli altri sistemi di gestione aziendali, fermo restando le specificità degli aspetti attinenti la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti. Nel suddetto allegato vengono elencati gli aspetti che devono essere trattati nell'ambito dei sistemi di gestione. In particolare viene stressato il concetto di "***continuo miglioramento***" da attuarsi attraverso il coinvolgimento e la sensibilizzazione del personale addetto alla gestione dei pericoli di incidente rilevante.

Tra le altre novità introdotte nell'allegato 3, vi è l'enfasi posta sulla necessità di adeguate pratiche di "***monitoraggio e controllo***" delle attrezzature e degli impianti al fine di ridurre i rischi legati a malfunzionamenti che risultano essere la principale causa di incidenti. Tali metodologie di monitoraggio e controllo, insieme all'inventario delle attrezzature presenti nello stabilimento, devono essere in grado di valutare lo stato di "***invecchiamento***" delle stesse, laddove con questo termine, così come riportato alla nota 2 all' allegato B del D.Lgs105/2015, non si intende solo l'invecchiamento connesso all'età dell'apparecchiatura, bensì anche le modifiche che ha subito (deterioramento e/o danno), in quanto tali fattori comportano maggiore probabilità di guasto. Un deterioramento e/o danno significativo rispetto alle condizioni iniziali può compromettere funzionalità, disponibilità e sicurezza.
Nell'ambito del controllo delle prestazioni, inoltre, viene data la possibilità di utilizzare "***indicatori di prestazione***" nelle procedure per valutare il raggiungimento degli obiettivi fissati nella politica di prevenzione degli incidenti rilevanti. Tra tali procedure vi sono anche quelle di notifica di incidenti rilevanti o di quasi incidenti da parte del gestore.

1.2 I sistemi di gestione della sicurezza per la prevenzione di incidenti rilevanti: stato dell'arte

Nell'Allegato B al D.lgs. 105/2015 "Linee guida per l'attuazione del Sistema di Gestione della Sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti" vengono forniti gli elementi fondamentali per strutturare un sistema di gestione della sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti (SGS-PIR) in accordo con quanto definito all'art. 14, comma 5, e nell'Allegato 3 al suddetto decreto.
L'Allegato B si compone di quattro punti e di un'appendice normativa relativa all'attuazione degli obblighi in materia di informazione, formazione e addestramento del personale che lavoro in questa tipologia di stabilimento.
Rispetto al DM 9 agosto 2000, decreto di recepimento della "Seveso II", nel nuovo Decreto viene definita la struttura e i contenuti del "documento sulla politica di prevenzione degli incidenti rilevanti", attraverso un'opportuna nota che ne esemplifica struttura e indice tipo. Viene precisato che nel Documento deve esserci l'impegno a realizzare, adottare e mantenere "il miglioramento continuo del proprio sistema di gestione della sicurezza". Nello stesso allegato vengono ripresi i principi generali ai quali il gestore deve attenersi per l'attuazione del SGS-PIR, in particolare attraverso la definizione della politica, degli obiettivi e degli impegni stabiliti per la sicurezza; la verifica che tale politica venga compresa, attuata e sostenuta a tutti i livelli aziendali; la verifica del conseguimento degli obiettivi e la predisposizione delle eventuali azioni correttive.
Inoltre viene ribadito il concetto di proporzionalità del SGS ai pericoli ed alla complessità dell'organizzazione, come riportato anche all'art. 14 comma 1, e che deve essere basato sulla valutazione dei rischi.
Al punto 3 dello stesso allegato vengono descritti in dettaglio gli elementi fondamentali del SGS-PIR, la cui struttura di seguito riportata ripropone il processo dinamico che da sempre caratterizza i sistemi di gestione: "pianificazione, attuazione, verifica, riesame".
Pertanto, gli elementi fondamentali del sistema non sono cambiati rispetto a quanto già riportato nella "Seveso II" e sono:
1. organizzazione e personale;
2. identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti;
3. controllo operativo;
4. modifiche e progettazione;
5. pianificazione di emergenza;
6. controllo delle prestazioni;

7. controllo e revisione.
Nel medesimo allegato al punto 2.2.3 viene riportato lo stato dell'arte per quanto concerne la struttura generale che deve avere un sistema di gestione della sicurezza al fine di risultare efficace ed efficiente. Rispetto al decreto precedente lo stato dell'arte è stato esteso anche alla OHSAS 18001 [2] ed alla UNI 10617 [3] mantenendo sempre come valido riferimento in materia le ISO 9000, le ISO 14000 e il regolamento comunitario EMAS. Tuttavia, tali standard di riferimento non sono ancora in linea con i sistemi *High Level Structure*, ovvero una struttura di alto livello che l'ISO ha sviluppato negli ultimi anni al fine di garantire uniformità tra i vari standard dei Sistemi di Gestione. Infatti, nel 2013 è iniziata la revisione di tutti i Sistemi di Gestione volontari, tra cui ISO 9001[4] e ISO 14001 [5] nel 2015, mentre a fine 2016 sarà disponibile un nuovo standard ISO 45001[6], il primo Sistema di Gestione per la Salute e Sicurezza sul lavoro in ambito ISO.

1.3 Nuova struttura delle norme ISO: High Level Structure (HLS)

Negli ultimi anni l'ISO ha sviluppato una struttura comune per tutte le norme sui Sistemi di Gestione la cui applicazione è obbligatoria sia per le nuove norme sia per la revisione di quelle già in vigore. Tale struttura, denominata *High Level Structure*, nasce dall'esigenza di favorire l'integrazione di tutto o parte dei diversi sistemi di gestione e di ottenere un sistema di gestione unificato.
Nel 2012 è iniziata la revisione delle ISO 9001 (Sistema di Gestione per la Qualità) e delle ISO 14001 (Sistema di Gestione Ambientale), che sono state pubblicate nel 2015 nella nuova veste della *High Level Structure*. Nel 2013, invece, è iniziato lo sviluppo della nuova ISO 45001 sul Sistema di Gestione per la Salute e Sicurezza sul lavoro, la cui pubblicazione è prevista entro la fine del 2016.
Secondo tale standardizzazione la redazione delle nuove norme deve rispettare una struttura coerente comune, ovvero avere gli stessi capitoli, gli stessi numeri di articoli, lo stesso titolo di capitoli, di articoli o di clausole, un lessico comune di termini e definizioni di base. Si riporta di seguito il ***framework*** comune a tutte le norme ISO sui Sistemi di Gestione strutturate secondo l'High Level Structure:

1. Scopo e campo di applicazione
2. Riferimenti normativi
3. Termini e definizioni
4. Contesto dell'organizzazione
5. Leadership
6. Pianificazione
7. Supporto
8. Attività operative
9. Valutazione delle prestazioni
10. Miglioramento

Tabella 1. High Level Structure (HLS)

Elemento fondamentale delle nuove norme e di quelle revisionate secondo lo standard HLS è l'approccio «***risk-based***», per cui l'analisi di rischi diventa trasversale a tutti i requisiti della norma. Il *risk-based approach* è alla base di una cultura di prevenzione e di miglioramento continuo tanto che non vi è più alcun requisito titolato "azioni preventive" in quanto implicite nel *risk-based thinking*.
In tal modo *l'approccio basato sul rischio* assume importanza fondamentale al pari dell*'approccio per processi* che aveva caratterizzato la prima stesura delle norme sui sistemi di gestione (ISO 9001 e ISO 14001) e con il quale deve integrarsi anche in sinergia con il ciclo PDCA (Plan – Do – Check – Act).
Dunque, nuovo requisito delle norme ISO sui Sistemi di Gestione è l'esplicito riferimento al rischio ed alla sua gestione. Nella bibliografia delle tre norme sui sistemi di gestione si cita, infatti, la ISO 31000 [7] - Gestione del rischio - Principi e linee guida, come valido riferimento per approcciare in modo strutturato la gestione del rischio.
Di seguito si riporta la tabella di correlazione tra gli elementi della struttura della ISO 31000 e quelli della ISO 45001. Da tale confronto emerge come l'impostazione della ISO 31000 avesse anticipato quella che è poi diventata una nuova clausola nella struttura HLS delle ISO sui sistemi di gestione, ovvero la definizione del "contesto dell'organizzazione". Altra similitudine è l'approccio *risk based* che caratterizza la norma sul *risk management* fin dal suo nascere e che invece solo nella nuova revisone delle ISO 9001 e delle ISO 14001 e nella stesura della nuova ISO 45001 ne è diventato il pilastro portante.

ISO 31000	**ISO/DIS 45001[1]**
Mandato e impegno (4.2)	Leadership e impegno (5.1)
Comprendere l'organizzazione e il suo contesto (4.3.1)	Comprendere l'organizzazione e il suo contesto (4.1)
Stabilire la politica per la gestione del rischio (4.3.2)	Politica per la salute e la sicurezza sul lavoro (5.2)
Responsabilità (4.3.3)	Ruoli organizzativi, responsabilità e autorità (5.3)
Risorse (4.5)	Risorse (7.1)
Stabilire i meccanismi di comunicazione e reporting interni (4.3.6)	Informazione e Comunicazione (7.4)
Stabilire i meccanismi di comunicazione e reporting esterni(4.3.7)	Informazione e Comunicazione (7.4)
Attuare la gestione del rischio (4.4)	Pianificazione (6)
Monitoraggio e riesame della struttura di riferimento (4.5)	Valutazione delle prestazioni (9)
Miglioramento continuo della struttura di riferimento (4.6)	Miglioramento (10)

Tabella 2. Confronto tra la struttura della norma ISO 31000 e la struttura dell'ISO/DIS 45001

[1] Lo scorso 12 maggio il draft ISO 45001 è stato bocciato dopo che era stato pubblicato a febbraio 2016. Tuttavia si suppone che la struttura rimarrà pressoché invariata in quanto deve risultare in linea con l'High Level Structure.

2. Le novità introdotte dal nuovo impianto della ISO 45001 e confronto con lo standard BS OHSAS 18001

Fino ad oggi non vi era alcuna norma riconosciuta né in ambito UNI né in ambito ISO sui sistemi di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro, il riferimento più diffuso per la loro implementazione è il British Standard OHSAS 18001. Solo a partire dal 2013 si è sentita la necessità di iniziare i lavori internazionali per la stesura della prima norma in ambito ISO che definisse i requisiti di un sistema di gestione della salute e sicurezza sul lavoro. Si è giunti così alla stesura e pubblicazione nei primi mesi del 2016 del *draft* della nuova norma ISO 45001.
La ISO 45001 si presenta in una veste diversa dalla OHSAS 18001 sia per la struttura che per i contenuti, proprio perché realizzata secondo la struttura HLS che caratterizza anche le norme revisionate ISO 9001 e ISO 14001 al fine di favorirne l'integrazione nel sistema complessivo di gestione ISO.
La nuova ISO 45001, come la OHSAS 18001:2007, riprende comunque l'approccio per processi adattandosi al concetto PDCA.
Nella ISO/DIS 4500, a differenza dell'OHSAS 18001, viene introdotta una nuova clausola che riguarda la definizione del **contesto dell'organizzazione**. Ciò implica che le aziende devono identificare tutti gli aspetti interni ed esterni che hanno un impatto rilevante sul raggiungimento dei loro obiettivi di gestione della salute e sicurezza sul lavoro. Laddove per contesto esterno si intendono gli aspetti legali, tecnologici, finanziari, competitivi del mercato, culturali, sociali, sia a livello internazionale che nazionale, regionale o locale. I fattori interni di cui l'organizzazione deve tener conto, sono relativi a valori, cultura, conoscenze e prestazioni dell'organizzazione.
Inoltre, come nelle ISO 9001 e 14001 del 2015, è data maggiore enfasi all'**alta direzione** che deve avere un forte coinvolgimento verso le tematiche di salute e sicurezza del lavoro ed in particolare nella ISO 45001 è fortemente stressata, rispetto agli altri due standard ISO, la partecipazione dei lavoratori nello sviluppo della politica per la salute e sicurezza sul lavoro e conseguentemente nello sviluppo del relativo sistema di gestione.
L'alta direzione deve dimostrare leadership ed impegno nella gestione della salute e sicurezza sul lavoro per cui non va delegata.
Rispetto al BS OHSAS 18001, nella ISO 45001 è sparita la dicitura **azioni preventive** in quanto l'implementazione stessa del sistema di gestione racchiude in sé una natura preventiva nel mettere in atto una serie di misure per evitare il verificarsi di incidenti.
Infine c'è il richiamo esplicito al **miglioramento continuo** da conseguirsi passo dopo passo, per migliorare nel tempo il sistema di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro. Inoltre, vengono elencate altre clausole della norma che implicitamente portano in sé il concetto di miglioramento continuo (clausole 4, 5.4, 6.1, 6.2, 7.4, 9.1, 9.2, 9.3, 10.1).
Altro concetto nuovo, introdotto anch'esso proprio dalla struttura HLS, è quello di **informazioni documentate** che la norma definisce come "informazioni che sono considerate dall'organizzazione come necessarie per l'efficacia dei sistemi di gestione della salute e sicurezza sul lavoro". Si è reso, infatti, necessario introdurre tale concetto per adeguare i termini "documento" e "documentazione", che richiamano per primo al supporto cartaceo, al modo contemporaneo di comunicare e gestire le informazioni, basti pensare all'impatto che hanno avuto in tal senso le nuove tecnologie come gli *smartphone* e i *tablet*. In altri termini la struttura dell'HSL ha in questo modo aperto la strada ad un nuovo modo di interpretare la gestione documentale ed in particolare il mezzo che le contiene.

3. Sistemi di gestione "*customizzati*": il caso ESSO

Alcune aziende a rischio di incidente rilevante hanno adottato un proprio modello di organizzazione e di gestione della sicurezza conforme ai requisiti richiesti dalla direttiva Seveso e in linea con la propria politica.
Dalla letteratura disponibile e dalle esperienze maturate nell'esecuzione di ispezioni presso aziende a rischio di incidente rilevante, è emerso come il Sistema Integrato di Gestione della Sicurezza, adottato dalla ESSO e definito con l'acronimo **OIMS** (***Operations Integrity Management System***), nasca dall'esigenza di gestire il rischio in maniera integrata ponendo attenzione agli aspetti di Salute, Sicurezza e Ambiente.
Il sistema per la gestione dell'integrità delle operazioni fornisce un approccio sistematico e strutturato per identificare eventuali pericoli e gestire potenziali rischi all'interno dei siti in cui la Società opera. L'OIMS è parte integrante dei processi e costituisce un modello comune, applicato in tutto il mondo in ogni realtà operativa della ESSO, diventandone parte della cultura per migliorare l'affidabilità delle operazioni e ridurre i possibili rischi.
L'efficacia dell'OIMS è analizzata e valutata continuamente nell'ottica del continuo miglioramento dei processi di gestione della Salute, Sicurezza e Ambiente.
Il modello OIMS è composto da 11 elementi che concorrono alla gestione integrata della sicurezza al fine di realizzare un ambiente in cui "nessuno si faccia male". Tale obiettivo principalmente si raggiunge in un ambiente in cui la "*cultura della sicurezza*" abbia raggiunto una completa maturità e dove la "*safety leadership*" ne guida la costruzione ed il suo mantenimento [8].
Di seguito si riporta la tabella di comparazione tra la struttura del Sistema di Gestione della Sicurezza, così come richiesto dalle "Linee guida per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza" (allegato B), con il sistema Sistema di Gestione della Sicurezza OIMS adottato negli stabilimenti ESSO.
Da tale comparazione, riportata in maniera semplificativa in tabella, ma di fatto valutata anche in sede di ispezione presso gli stabilimenti ESSO, si evince che i requisiti richiesti dal decreto legislativo relativo alle aziende a rischio di incidente rilevante trovano piena rispondenza negli elementi del sistema di gestione OIMS.

SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA (All. B)		**SISTEMA OIMS**
1.	ORGANIZZAZIONE E PERSONALE	Leadership, impegno e responsabilità del Management (elemento 1) Personale e Formazione (elemento 5) Servizi di terzi – contrattori & altri (elemento 8)
2.	IDENTIFICAZIONE E VALUTAZIONE DEI PERICOLI RILEVANTI	Valutazione e Gestione del rischio (elemento 2) Progettazione e Costruzione (elemento 3)
3.	CONTROLLO OPERATIVO	Operazioni e Manutenzione (elemento 6) Informazione & Documentazione (elemento 4)
4.	GESTIONE DELLE MODIFICHE	Gestione dei cambiamenti (elemento 7)
5.	PIANIFICAZIONE DI EMERGENZA	Rapporti con la Comunità circostante e Preparazione alle emergenze (elemento 10)
6.	CONTROLLO DELLE PRESTAZIONI	Indagine ed analisi degli incidenti (elemento 9)
7.	CONTROLLO E REVISIONE	Valutazione dell'integrità delle operazioni e continuo miglioramento (elemento 11)

Tabella 4. Confronto tra la struttura del Sistema di gestione della sicurezza (allegato B al D.lgs.105/2015) e il Sistema OIMS.

4. Conclusioni

I nuovi requisiti richiesti dalla direttiva Seveso III ed in particolare il perseguimento del continuo miglioramento e l'implementazione di un sistema di gestione proporzionale ai rischi dell'azienda basato quindi sulla valutazione dei rischi, ben si coniugano con la nuova struttura (HLS) della norma di prossima emanazione della ISO, ovvero la 45001 che si basa sull'approccio "*risk based*" e la cui clausola finale è costituita proprio dal perseguimento del miglioramento continuo. Inoltre l'adozione del nuovo standard ISO assicurerebbe una più facile ed immediata integrazione con gli altri Sistemi di gestione per la qualità e per l'ambiente che costituisce altro cardine importante nelle aziende a rischio di incidente rilevante. Si può quindi dedurre che non appena la ISO 45001 verrà pubblicata non potrà che far parte di quello stato dell'arte richiamato al punto 2.2.3 dell'allegato B al D.Lgs.105/2015, in quanto pienamente in linea con i requisiti richiesti nel medesimo allegato.

5. Bibliografia

[1] DECRETO LEGISLATIVO 26 giugno 2015, n. 105. Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose.

[2] BS OHSAS 18001:2007: "Occupational Health and Safety Assessment Series".

[3] UNI 10617:1997: "Impianti a rischio di incidente rilevante. Sistema di gestione della sicurezza. Requisiti essenziali".

[4] ISO 9001:2015. Quality management systems – Requirements.

[5] ISO 14001:2015 Environmental management systems -- Requirements with guidance for use

[6] ISO/DIS 45001:2016. Occupational health and safety management systems - Requirements with guidance for use.

[7] UNI ISO 31000: 2010 – Gestione del rischio – Principi e linee guida.

[8] Ferrarini F. Il modello OIMS – La costruzione di una Cultura della Sicurezza. Atti del Convegno ISPESL su *La scienza e la tecnica rendono sicuro il lavoro. Genova, Ottobre 2009.*

Anomalie delle attrezzature in pressione

V. Notari*, A. Montanari*

*AUSL di Reggio Emilia - Settore Sicurezza Impiantistica Antinfortunistica

Sommario

L'articolo si propone di presentare la pubblicazione "Anomalie delle attrezzature a pressione".
La pubblicazione giunta alla terza edizione [1], è stata realizzata dal "Gruppo di lavoro regionale Attrezzature a pressione" su mandato dell'Assessorato Politiche per la Salute della Regione Emilia Romagna, sintetizza i casi più significativi delle anomalie rilevate nel periodo dal 2001 al 2016 sul territorio regionale.
Senza entrare nella analisi delle cause e concause provocanti le anomalie, argomento già trattato in più occasioni in altre precedenti memorie, andremo ad analizzare due casi significativi di anomalie riportate nell'elaborato.
L'obiettivo della pubblicazione è di costituire un valido strumento tecnico di consultazione per tutti i soggetti interessati alla tematica della sicurezza delle attrezzature e impianti a pressione, specificatamente per gli operatori addetti ai controlli istituzionali e per i responsabili della sicurezza delle aziende. La finalità dell'elaborato è di sottolineare l'importanza delle Verifiche di Riqualificazione Periodica, della conseguente valutazione degli eventuali effetti anomali, e della ricerca a volte difficoltosa, delle cause che li hanno determinati al fine di evitare possibili incidenti.

1. Introduzione

I dati relativi alle anomalie sono stati rilevati dai tecnici delle Unità Operative/Servizi Sicurezza impiantistica antinfortunistica della Regione Emilia Romagna nell'attività di riqualificazioni periodiche delle attrezzature a pressione.
Questi dati sono stati riportati in schede (esempio in figura 1), suddivise per tipologie di attrezzature.
Per valutare adeguatamente le anomalie dovute all'esercizio, si è ritenuto opportuno separare l'esame dei generatori di vapore dai recipienti contenenti vapori, gas e liquidi, in quanto i primi sono solitamente soggetti a fiamma diretta e pertanto sollecitati direttamente dall'energia termica**.**
L'analisi della documentazione è stata fatta estrapolando i seguenti dati:

- dati statistici (Descrizione categoria utente; Tipologia attrezzatura; Descrizione dell'attrezzatura; Descrizione del sito/locale di installazione; Descrizione ciclo produttivo in cui è inserita l'attrezzatura)
- dati tecnici (pressione; temperatura; superficie; producibilità; capacità)
- descrizione dell'anomalia riscontrata;
- studio della causa che ha prodotto l'anomalia;
- intervento correttivo proposto e relativo esito.

Le schede sono state rese anonime sia per quanto riguarda il costruttore che per l'utilizzatore.
Sono state utilizzate fotografie, quando disponibili, o disegni esemplificativi puramente indicativi.

Scheda 5
GENERATORI DI VAPORE

Descrizione categoria utente	Azianda Ospedaliera
Tipologia attrezzatura	Generatore di vapore a tubi da fumo
Descrizione dell'attrezzatura	Generatore di vapore, a fondo bagnato, tre giri di fumo tubi mandrinati e saldati alle piastre, di tipo convesso.

Descrizione del sito/locale di installazione:
Centrale termica

Descrizione ciclo produttivo in cui è inserita l'attrezzatura:
Sterilizzazione, riscaldamento, utilizzi dell'ospedale

DATI TECNICI

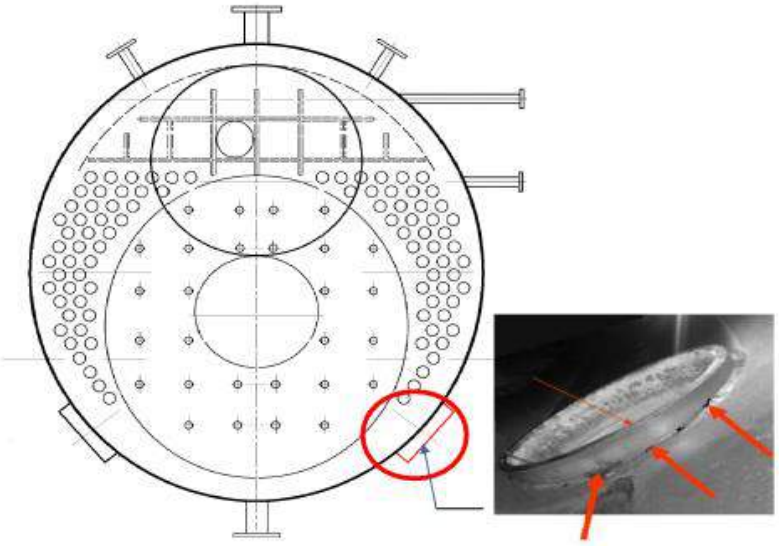
Anno costruzione	1991		
I^a pressione	18,0		
Capacità	13.900,0	Superficie	165 m2
Producibilità	8,4 t/h		

Descrizione dell'anomalia riscontrata (II^a ANOMALIA DEL GENERATORE DI CUI ALLA SCHEDA 4)
Deterioramento del cordone di saldatura interno del passo d'uomo inferiore destro, identificata come Forature da Inclusioni.

Studio della causa che ha prodotto l'anomalia:
In sede di costruzione è ipotizzabile che siano avvenute inclusioni nella saldatura di ripresa interna dell'anello del passo d'uomo inferiore destro al fasciame. Tali inclusioni non sono state rilevate in sede di costruzione in quanto detto cordone non è stato oggetto di controlli non distruttivi. Le inclusioni nel tempo a causa delle sollecitazioni dovute a cicli di dilatazione e contrazione termica del generatore per l'esercizio discontinuo e per le vibrazioni, si sono rimosse; ciò ha provocato la formazione nel cordone di saldatura di due discontinuità circolari di circa 2 mm di profondità.

Intervento correttivo proposto e relativo esito:
La riparazione è consistita nella completa sostituzione dell'anello del passo d'uomo con altro dotato di regolare certificato di costruzione. Tale soluzione è stata adottata poiché dagli esami non distruttivi con liquidi penetranti si sono riascontrate cricche sull'anello e sul cordone del passo d'uomo. La riparazione è stata eseguita da Riparatore qualificato, previo approvazione ISPESL del relativo progetto. Sono state eseguite visita interna di constatazione, prove non distruttive mediante liquidi penetranti delle saldature effettuate, prova idraulica di riparazione di cui al R.D. 824/27 e la conseguente prova a caldo di riattivazione.

Indicazione schematica dell'anomalia rilevata



Deterioramento del cordone di saldatura interno del passo d'uomo inferiore destro, identificata come forature da inclusioni

Figura 1. Esempio di scheda raccolta dati compilata di un generatore di vapore

Nella Regione Emilia Romagna sino al 20/08/13, entrata in vigore della L. 98/13 “Decreto del fare”, risultavano sotto il controllo delle Unità /Settori Impiantistici Antinfortunistici circa 1.500 generatori di vapore e 35.000 recipienti di gas e vapori in scadenza di verifica ogni anno sul territorio, installate in luoghi di lavoro e vita. Nell'arco temporale preso in considerazione sono pervenute le schede di segnalazione; da queste sono stati estrapolati i dati relativi al tipo di anomalie più ricorrenti e relative cause rilevate durante le riqualificazioni periodiche. La dispensa contiene 55 schede delle tipologie di anomalie più significative riscontrate anche ripetutamente su attrezzature di analoghe caratteristiche.

2. Analisi anomalie: Attrezzature generatori di vapore

La classificazione dell'anomalie (figura 2) è stata suddivisa in:

- *Cricche su saldature*
- *Smandrinatura/cedimento saldatura tubi*
- *Deformazioni permanenti*
- *Cedimento/rottura sotto sforzo saldature*
- *Fessurazioni nel materiale*
- *Corrosioni*
- *Foratura tubi*

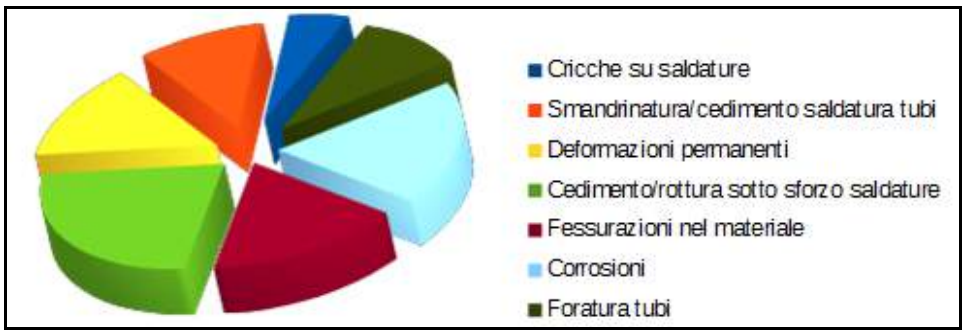


Figura 2. Distribuzione delle anomalie sul campione analizzato

Sono state rilevate e catalogate le cause e concause provocanti le anomalie riscontrate (Figura 3), suddivise in:

- *trattamenti dell’acqua di alimentazione*
- *manutenzione, analisi e controlli*
- *variazioni di combustibile*
- *surriscaldamenti*
- *dilatazioni termiche*
- *condizioni di esercizio non previste dal progetto*
- *anomalie originarie*
- *mancato funzionamento dispositivi di sicurezza*

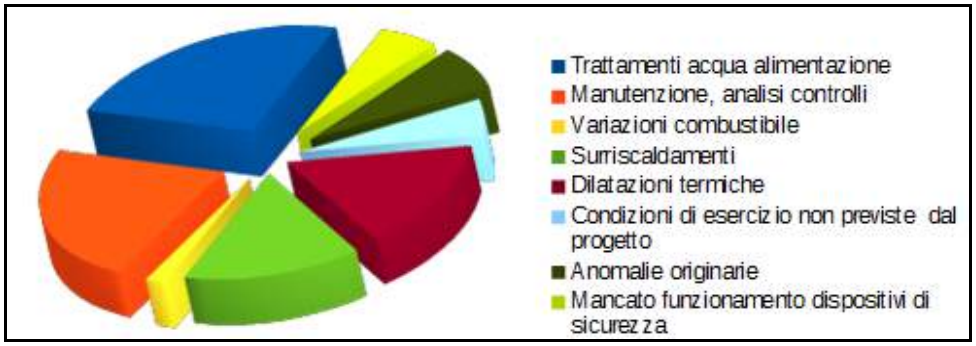


Figura 3. Distribuzione delle cause e concause provocanti l’anomalia sul campione analizzato

Dall'analisi combinata dei due grafici emerge che la carenza di manutenzione, carenza di analisi e controlli, unitamente a errati o totalmente inesistenti trattamenti dell'acqua di alimentazione, rappresentano circa il 50% delle cause delle anomalie.
A dimostrazione di quanto sopra, si prende in esame un caso riportato nella pubblicazione dove queste cause concatenate hanno generato una situazione di pericolo, che avrebbe potuto generare un grave incidente.

3. Analisi di un'anomalia su Generatore di vapore

3.1 Marcata deformazione del focolare [2] con tre schiacciamenti simmetrici estesi per l'intera lunghezza del focolare

Il generatore di vapore su cui si è verificata l'anomalia è un generatore a tubi da fumo, ad inversione di fiamma, piastre piane, con producibilità pari a 3 ton/h di vapore ed asservito ad un'azienda casearia.
Il generatore era dotato di tutti gli accessori regolamentari previsti dalla normativa; in particolare era dotato di un livellostato discontinuo del tipo ad elettrodi immersi, posizionati in un tubo di calma (barilotto) che per scelta del fabbricante era installato interno al corpo cilindrico (Figura 4). Entro il barilotto erano posizionate sia le sonde di lavoro che la sonda di blocco per minimo livello di sicurezza. Il generatore era dotato di impianto di trattamento dell'acqua del tipo ad addolcimento a scambio ionico.
All'atto della verifica è emerso che il tubo di calma, presentava l'ostruzione dei fori inferiori di comunicazione con la camera dell'acqua, dovute ad accumulo di sedimentazioni e depositi salini.
A causa delle ostruzioni le sonde rimanevo completamente immerse nell'acqua, mentre in realtà nel generatore il livello scendeva al di sotto del minimo fino alla scopertura parziale del focolare. Occorre precisare che le ostruzioni del barilotto sono state una conseguenza del non corretto funzionamento dell'impianto di trattamento dell'acqua e della evidente carenza di spurghi di fondo del generatore.

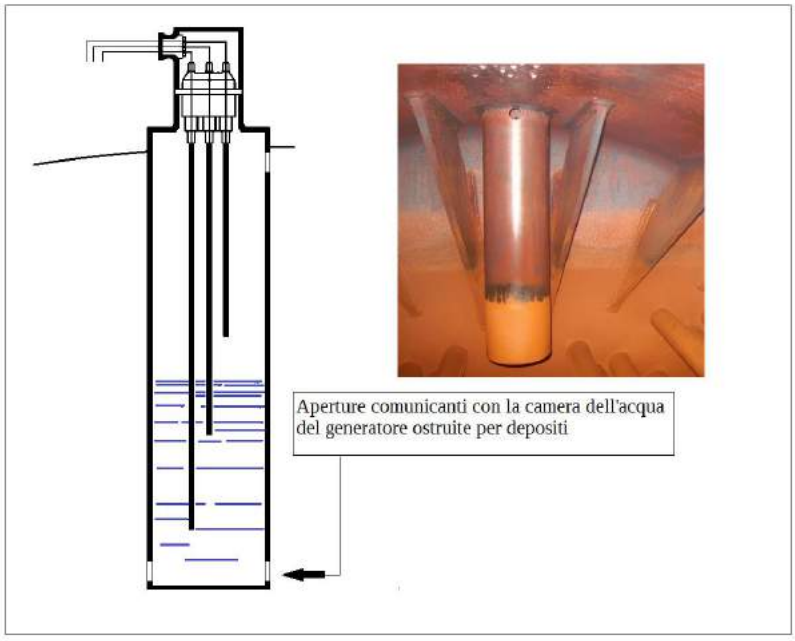


Figura 4. Barilotto di calma interno al generatore per le sonde di lavoro e sicurezza

La pressione interna (lato vapore) ha prodotto la deformazione del focolare nella parte superiore (figura 5) a causa del mancato raffreddamento dello stesso (per mancanza di

acqua) e dell'eccessivo riscaldamento del focolare poiché il bruciatore continuava ad immettere calore in camera di combustione.



Figura 5. Rilievo fotografico della deformazione del focolare

Si tenga inoltre in considerazione che la mancanza di regolare manutenzione programmata al generatore, e più specificatamente la mancanza di spurghi regolari, ha creato un accumulo di fanghi tale da impedire il corretto raffreddamento della parte inferiore del focolare producendo l'ulteriore cedimento meccanico (figura 6) della camera di combustione dovuto al surriscaldamento della parte maggiormente sollecitata termicamente.

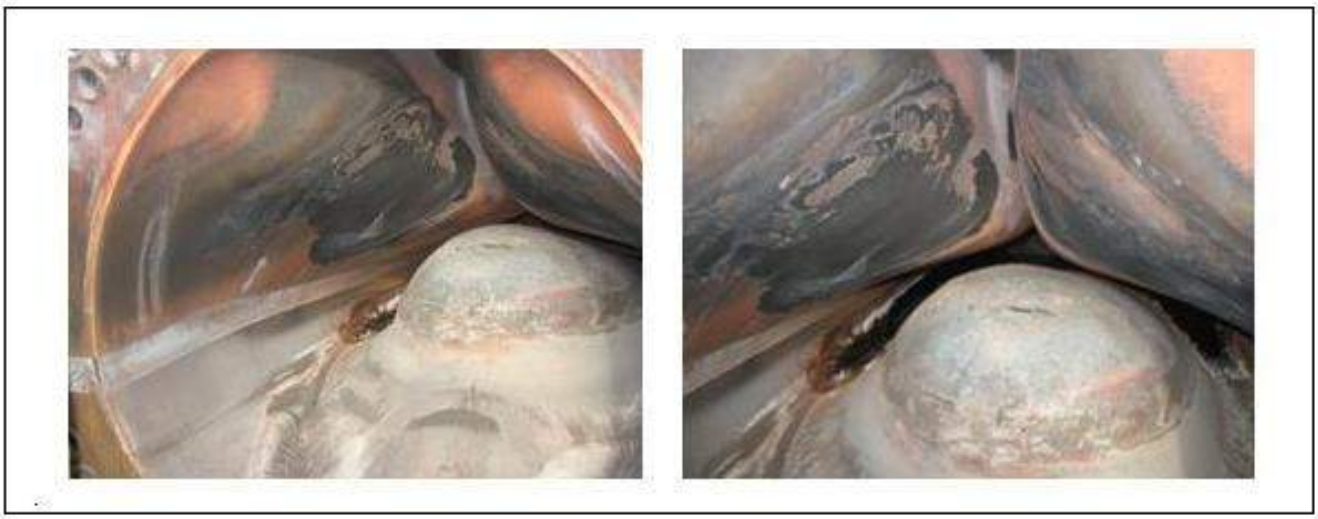


Figura 6. Rilievi fotografici della deformazioni del focolare

La forte riduzione del volume interno della camera di combustione ha provocato un aumento delle contropressioni agenti sulla fiamma, provocando violenti vibrazioni e sussulti del bruciatore e di tutto il generatore allarmando il conduttore che, per fortuna, ha intercettato l'alimentazione elettrica.

4. Analisi anomalie: attrezzature recipienti a pressione

Le anomalie più ricorrenti (figura 7) rilevate durante le riqualificazioni periodiche sui recipienti a pressione sono classificabili come:

- Cricche su saldature
- Fessurazioni nel materiale
- Cedimento strutturale
- Corrosioni
- Anomalie originarie
- Riduzione condizioni stabilità

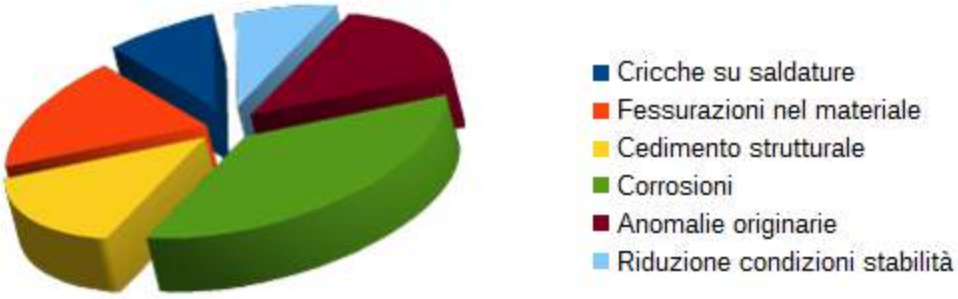


Figura 7. Distribuzione delle anomalie sul campione analizzato

Le cause più ricorrenti riscontrate nelle attrezzature a pressione (figura 8) provocanti un'anomalia sono classificabili come:

- condizioni di esercizio non previste dal progetto
- inadeguata manutenzione
- sollecitazioni non previste dal progetto
- anomalie originarie
- intervento di modifica non previsto

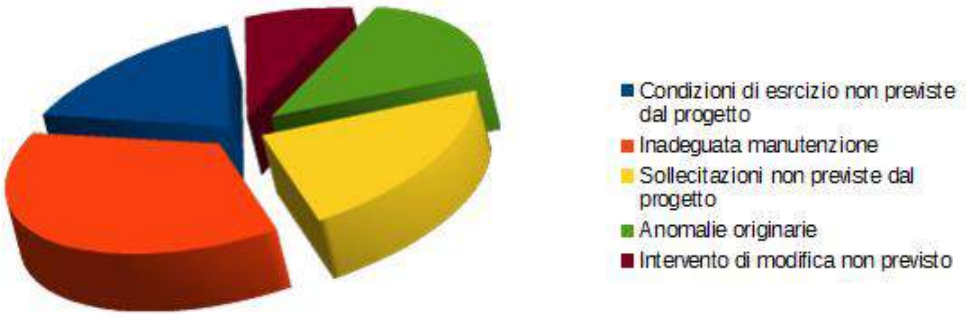


Figura 8. Distribuzione delle cause e concause provocanti l'anomalia sul campione analizzato

5. Analisi di un'anomalia su recipiente in pressione

5.1 Cedimento del fasciame a ridosso della saldatura verticale [3]

Trattasi dell'analisi dello scoppio di un recipiente a pressione, con proiezione dello stesso, che ha causato un grave infortunio sul lavoro.
L'attrezzatura a pressione in esame è identificabile in un'Autoclave Montaliquidi verticale, fabbricata nell'anno 1988 secondo il D.M. 21/11/1972 - Raccolta VSR, classificata secondo il D.M.21/05/74 in Classe “A”, dotata di libretto di costruzione, ma mai sottoposta a verifiche di riqualificazione poiché esclusa dalle stesse in base all'art.4 del detto D.M.
L'autoclave veniva utilizzata per l'alimentazione idrica di un impianto addolcitore di trattamento dell'acqua di un allevamento industriale.
L'attrezzatura era semplicemente appoggiata sul pavimento dell’officina, priva di ancoraggi fissi; funzionava con cuscino d’aria nella parte superiore, alimentato dalla rete fissa di aria compressa dello stabilimento, atto a garantire la costanza della pressione dell’acqua in uscita.
Dall'indagine l'autoclave è risultata notevolmente deteriorata per estese corrosioni interne delle lamiere. Nel tempo le corrosioni hanno prodotto una rilevante riduzione di spessore, fino a un minimo rilevato di 1 mm contro i 3 mm nominali di costruzione. Per tale fatto non risultavano più garantite le condizioni di stabilità previste dalla normativa di costruzione all'epoca applicabile.
Si è constatato che sul fasciame, nella parte superiore, era probabilmente presente una corrosione passante evidenziata da tracce di “colate verticali” di ossido, trascinato dal liquido che fuoriusciva, da cui presumibilmente è partito lo squarcio della lamiera che ha determinato lo scoppio per espansione violenta del cuscino d'aria.
Quanto rilevato testimonia la forte carenza di manutenzione del recipiente.
Le rigide condizioni ambientali del periodo in cui è accaduto l'evento avevano provocato l'ostruzione della tubazione di alimentazione dell'acqua che ha causato la mancanza d’alimentazione all'autoclave.
Il conseguente intervento dei manutentori con manovre degli impianti e delle pompe per rimuovere l’ostruzione, ha provocato la repentina rimozione dell'ostacolo stesso provocando violente onde di pressione “colpi d'ariete”.
Queste sollecitazioni hanno determinato l'improvviso collasso della struttura (figura 9) già giunta ai limiti di stabilità per difetto manutentivo e di conservazione sopra evidenziati, fino ad arrivare alla rottura delle membrature con conseguente scoppio del recipiente e sua ribaltamento e proiezione entro il locale, causa dell’infortunio per schiacciamento di uno dei manutentori che vi stava lavorando.



Figura 9. Rilievi fotografici dell'incidente

5. Conclusione

La pubblicazione “Anomalie delle attrezzature in pressione” e la conseguente valutazione degli effetti anomali e ricerca delle cause che li hanno determinati al fine di evitare possibili gravi incidenti, mette in evidenza l’importanza della prevenzione tecnica; questa viene realizzata mediante le Verifiche di Riqualificazione Periodica ed attraverso momenti di formazione ed informazione costantemente operata verso i soggetti utilizzatori delle attrezzature.

Si evidenzia che il fattore preponderante delle Anomalie delle attrezzature a pressione può essere identificata nella “inadeguata manutenzione” delle stesse, causa la mancanza di consapevolezza da parte dell'utilizzatore del potenziale pericolo insito nell'uso delle attrezzature a pressione.

È importante evidenziare come il concetto di manutenzione sia obbligatorio per le attrezzature utilizzate nei luoghi di lavoro in base nall'art.71 comma 4 del D.Lgs. 81/08 e s.m.i., e che questa sia comunque determinante per il loro utilizzo in sicurezza indipendentemente da dove queste attrezzature siano installate, compresi anche gli ambienti di vita.

La finalità dell’elaborato è, anche di costituire un valido strumento tecnico di consultazione per tutti i soggetti interessati alla tematica della sicurezza delle attrezzature e impianti a pressione.

6. Bibliografia

[1] Regione Emilia Romagna - Gruppo Regionale Apparecchi a Pressione. Anomalie degli apparecchi a pressione. Materiale 21, anno 1998 e revisione 1999, Materiale 22, 2002

[2] Notari V. Modalità di verifica di generatori e recipienti di vapore e gas. In Atti del Convegno su “Attività UPG”, Bologna, 2012

[3] Notari V, Montanari A. Dalla PED al DM329/04. In Atti del Convegno tenuto presso Ordine degli Ingegneri delle Province di Ferrara e Reggio Emilia, 2016