

**INAIL**

## Quaderni di ricerca

Stima adattiva del rischio  
di rottura di attrezzature  
in pressione, sulla base  
dei dati di monitoraggio

Federico Antonello, Paolo Bragatto, Francesco Di Maio,  
Seyed Mojtaba Hoseyni, Enrico Zio

**16**  
luglio 2019

**INAIL**  
Quaderni di ricerca

# **Stima adattiva del rischio di rottura di attrezzature in pressione, sulla base dei dati di monitoraggio**

Federico Antonello, Paolo Bragatto, Francesco Di Maio,  
Seyed Mojtaba Hoseyni, Enrico Zio

numero **16** - luglio 2019

I *Quaderni di ricerca* dell'Inail sono lo strumento a disposizione dei ricercatori e dei ruoli professionali dell'Istituto per rendere pubblici i risultati più rilevanti delle loro attività; accolgono anche contributi di ricercatori esterni, che partecipano ai progetti dell'Inail.

Gli autori hanno la piena responsabilità delle opinioni espresse nei *Quaderni*, che non vanno intese come posizioni ufficiali dell'Inail.

I *Quaderni* sono disponibili online all'indirizzo [www.inail.it](http://www.inail.it).

Comitato di redazione: Paolo Bragatto, Massimo De Felice,  
Benedetta Persechino, Patrizio Rossi

Segreteria di redazione: Toni Saracino

Inail - Piazzale Giulio Pastore, 6 | 00144 Roma

ISBN 978-88-7484-174-5

Stampato presso la Tipografia Inail - Milano, ottobre 2019

## Stima adattiva del rischio di rottura di attrezzature in pressione, sulla base dei dati di monitoraggio

Federico Antonello, Paolo Bragatto, Francesco Di Maio, Seyed Mojtaba Hoseyni, Enrico Zio

**Sommario** - Il presente contributo è il risultato del progetto di ricerca “PPAI Sensor development, intelligent data logging, mining and analysis, model updating and statistical methods to Predict the Performance of Aging Infrastructures”, finanziato da Inail con il terzo bando transnazionale SAFERA 2016 (Grant Agreement n. 3158/2017). Il terzo bando poneva l’obiettivo dell’utilizzo dei “big data” per la gestione sicura dell’invecchiamento degli impianti. La questione è di rilevanza per l’Istituto, in particolare, a fini di sviluppare approcci innovativi alle verifiche delle attrezzature di lavoro, nell’ambito di applicazione dell’articolo 71 del d.lgs. 81/08.

Nel quaderno viene presentato un approccio innovativo per la stima adattativa della probabilità di rottura di componenti in pressione sottoposti a monitoraggio continuo delle loro condizioni. Nello schema proposto, la stima probabilistica del rischio di rottura dei componenti in pressione, è aggiornata all’aumentare dei dati raccolti dalle Prove non Distruttive (PnD).

L’approccio consiste nello sviluppo di un modello stocastico (basato sui dati) del degrado di una generica attrezzatura pressurizzata, di dato materiale e geometria con pressione operativa, temperatura e tempo prescritti. Vengono presentati i risultati preliminari dell’applicazione dell’approccio a un generatore di vapore soggetto a scorrimento viscoso e a un componente in pressione soggetto a tensocorrosione e vaiolatura.

Il metodo trae vantaggio dalla numerosità dei dati oggi disponibili, grazie anche alle tecnologie abilitanti di recente sviluppo, ed è applicabile a qualsiasi componente, in pressione o no. Il monitoraggio strumentale delle condizioni di integrità fornisce con regolarità nuovi dati che andranno ad alimentare il modello, migliorando continuamente le stime della probabilità di rottura. La riduzione dei margini di incertezza nella valutazione del rischio consente di gestire con più efficacia gli impianti, ottimizzare le attività di manutenzione e garantire nel tempo i livelli di sicurezza richiesti.

*Parole chiave, frasi:* Valutazione Probabilistica della Sicurezza, Monitoraggio Continuo delle Condizioni, Modelli Stocastici, Prove non Distruttive, Intervalli di Ricontrollo, Rotture Spontanee

---

Questo quaderno riporta i contenuti di una ricerca svolta nell’ambito di un progetto vincitore del bando SAFERA 2016. Tra gli autori, Paolo Bragatto, referente scientifico del progetto per Inail, svolge la propria attività presso l’Istituto nell’ambito del Dipartimento Innovazioni Tecnologiche e sicurezza degli impianti, prodotti ed insediamenti antropici. Enrico Zio (PhD), responsabile scientifico del progetto, è professore ordinario presso il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano e presso il Centro di ricerca sui Rischi e le Crisi dell’Ecole de Mines, ParisTech, in Francia. Francesco Di Maio (PhD) è professore associato del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano e Presidente della sezione italiana della IEEE Reliability. Federico Antonello e Seyed Mojtaba Hoseyni sono studenti del Dottorato in Scienze e Tecnologie Energetiche e Nucleari del Politecnico di Milano.

Gli autori hanno la piena responsabilità delle opinioni espresse (che non rappresentano necessariamente la posizione ufficiale dell’Inail) e degli eventuali errori.



## Indice degli argomenti

1	Contesto tecnico normativo	7
2	Valutazione probabilistica dell'insorgenza di fenomeni di degrado	11
2.1	Caso studio	11
3	Monitoraggio continuo delle condizioni e stima probabilistica del rischio di Rottura	16
3.1	La rottura spontanea di un generatore di vapore	17
3.1.1	Il generatore di vapore	18
3.1.2	Il modello di SGTR spontaneo	19
3.1.2.1.	La tensocorrosione	19
3.1.2.2.	La vaiolatura	23
3.2	Stima della frequenza di SGTR	25
3.2.1	Valutazione probabilistica del rischio	25
3.2.2	“Valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni”	29
3.3	Ottimizzazione della strategia di manutenzione per controllare la frequenza di accadimento di SGTR	34
3.4	Ottimizzazione delle procedure di manutenzione rispetto ai costi di manutenzione	39
3.5	Caso Studio	44
3.6	Analisi di sensitività	48
4	Conclusioni	50
	Riferimenti bibliografici	52



## 1 Contesto tecnico normativo

L'Istituto Nazionale per l'Assicurazione contro gli Infortuni sul Lavoro (Inail) ha sviluppato una serie di raccomandazioni e specifiche per definire i tempi e gli intervalli delle ispezioni (Intervalli di Ricontrollo IR), a cui date misure devono essere effettuate su posizioni precise (definite dal Parametro di Estensione Controllo PEC) di apparecchiature pressurizzate che possono subire fenomeni di degrado.

In particolare, la norma UNI 11096 illustra i criteri per la scelta delle Prove non Distruttive (PnD) più idonee per rilevare lo stato di conservazione di un componente soggetto a scorrimento viscoso. La norma dà ampia possibilità di scelta tra 5 livelli di Parametro di Estensione del Controllo (PEC) espressi quantitativamente per ogni componente specifico in scorrimento viscoso (collettori, tubazioni di collegamento, tubazioni vapore principale, ancoraggi, recipienti, forni). In funzione del PEC è possibile modulare il PEC dei componenti in regime di scorrimento viscoso, adottando la procedura tecnica allegata alla circolare ISPESL n. 48/2003 ed in seguito trasposta nelle specifiche tecniche UNI/TS 11325 parte 2 e parte 4 ("Attrezzature a pressione - Messa in servizio e uso di attrezzature a pressione e assemblaggi" che consiste in una serie di specifiche e norme elaborate secondo alle indicazioni dell'articolo 3 del decreto del Ministero delle attività produttive 1° dicembre 2004, n.395 "Regolamento per la messa in servizio e l'uso di attrezzature a pressione come definito nell'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93"). Gli esempi illustrati in [AD-011] risolti utilizzando il programma di calcolo integrato sviluppato da Inail e denominato ENOS [DA-011], mostrano come sia possibile ottenere una previsione di vita consumata più accurata se si dispone di misurazioni di spessori più precisi ed effettuando programmi ispettivi di maggiore efficacia incrementando l'uso delle PnD.

Come mostrato in Figura 1, una volta identificata l'attrezzatura che potrebbe essere soggetta a scorrimento viscoso basandosi sulla specifica tecnica UNI/TS 11325 è possibile una valutazione adattativa dell'IR, aggiornata nel tempo alle effettive condizioni dell'apparecchiatura, attraverso il collezionamento di misure collezionate con tecniche non distruttive, NdT, in prescritte posizioni del PEC.

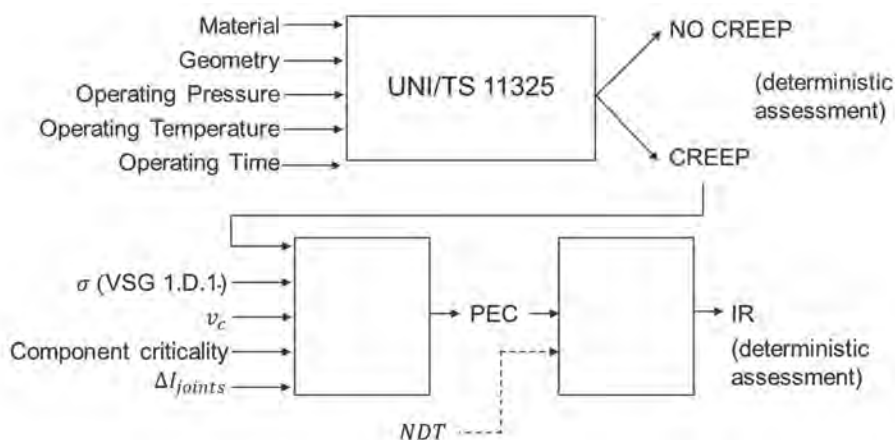


Figura 1 - La procedura per la definizione dell'IR, come in [AD-011]



In questo contesto, Inail e Politecnico di Milano hanno avviato una collaborazione nell'ambito del progetto europeo SAF€RA "Sensor development, intelligent data logging, mining and analysis, model updating and statistical methods to predict the performance of aging infrastructures". L'obiettivo della collaborazione è stato lo sviluppo di un approccio per la valutazione delle condizioni di degrado dell'apparecchiatura e la valutazione adattiva dell'IR, tenendo in considerazione il comportamento stocastico di invecchiamento del componente, come mostrato nella Figura 2.

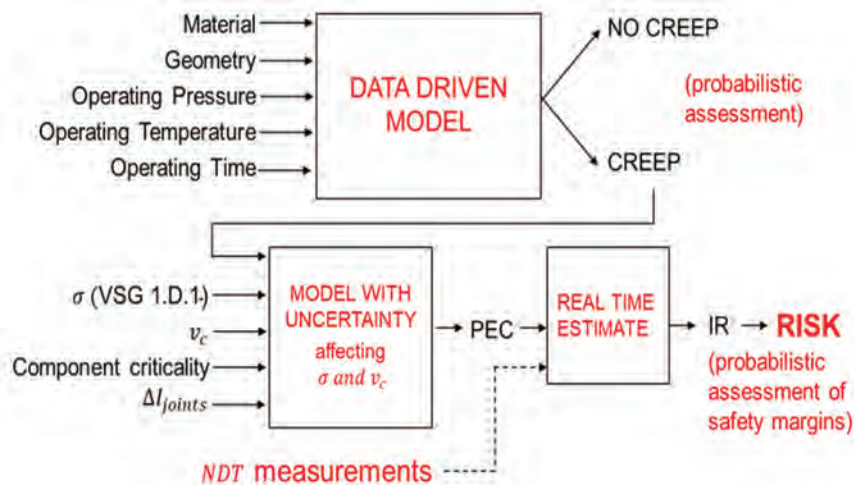


Figura 2 - Approccio alla valutazione adattativa dell'IR

L'approccio proposto consiste, in altri termini, in una struttura sistematica basata sulla valutazione probabilistica del rischio (Probabilistic Risk Assessment PRA) in grado di analizzare le vulnerabilità di un sistema sia in fase di progettazione che durante il suo funzionamento, quantificando in questo modo le relative misure di rischio [IA-994][IA-999] [NK-991] e, pertanto la valutazione del migliore IR, per evitare che il rischio aumenti durante il funzionamento del sistema, a causa del suo degrado. Per esempio, negli impianti nucleari (Nuclear Power Plants NPPs), la convenzionale valutazione statica probabilistica del rischio consente di valutare le misure di rischio di Core Damage Frequency (CDF) e Large Early Release Frequency LERF [IA-006] [Zu-011].

L'aggiornamento della valutazione statica probabilistica del rischio viene di norma effettuato per rispecchiare i cambiamenti dell'impianto e valutare lo stato corrente di rischio, divenendo ciò che abitualmente viene definito valutazione probabilistica del rischio [IA-999], ovvero una valutazione probabilistica del rischio specifica per l'impianto considerato, che può quindi essere aggiornato e modificato, se necessario, per rifletterne i cambiamenti durante il ciclo di vita [JH-994]. I cambiamenti possono essere fisici (da modifiche di layout dell'impianto o di tipologia di componenti), operativi (da modifiche delle procedure), organizzativi, ma anche cambiamenti dovuti all'acquisizione di maggiori conoscenze e competenze dovuti all'esperienza diretta ed ai nuovi dati raccolti.

In questo lavoro viene esteso il concetto di valutazione probabilistica in valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio: la valutazione del rischio viene attualizzata rispetto allo stato attuale dell'impianto, rendendo ogni aspetto della valutazione del rischio correlato all'analisi

relativa alle informazioni collezionate da PnD sulle condizioni del componente monitorato. La “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” comporta l’integrazione della valutazione statica probabilistica del rischio con varie tecniche di monitoraggio (condition monitoring) [VP-015], [IA-999], [AI-013], [PA-015], [KL-014] attraverso una struttura metodologica e di calcolo integrato in grado di considerare sia le informazioni disponibili riguardanti lo stato dei componenti e del sistema, che i modelli di degrado che inducono i guasti e le relative incertezze. In [Zi-016] si mostra come l’utilizzo della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” consente di stimare dinamicamente la CDF in un impianto nucleare, riducendone della sua incertezza. La Figura 3 descrive questo concetto attraverso il confronto tra la stima della probabilità di guasto risultante da una valutazione statica probabilistica del rischio convenzionale e quella ottenuta attraverso un monitoraggio delle condizioni del sistema. Si può notare come i risultati proposti dall’analisi della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*”, usando tecniche di condition-monitoring, risultino sistematicamente aggiornati ogni ciclo.

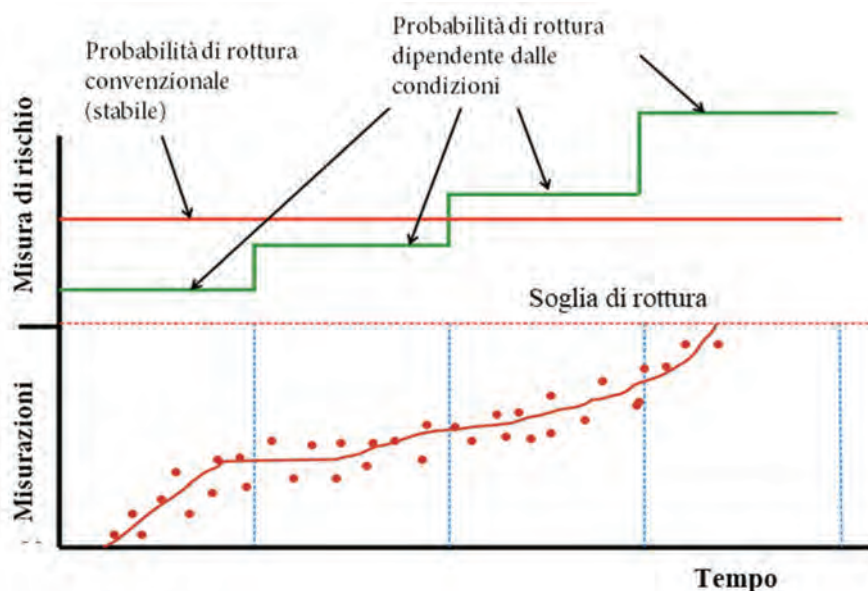


Figura 3 - Confronto tra la probabilità di guasto fornita da una convenzionale valutazione statica probabilistica della probabilità di guasto, con quella dipendente dalle condizioni, fornita da una “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*”

In pratica, le assunzioni probabilistiche necessarie per svolgere una valutazione statica probabilistica del rischio vengono rimpiazzate da assunzioni probabilistiche basate sulle stime delle distribuzioni relative alle condizioni attuali di sistemi e componenti. In questo modo la “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” fornisce un’integrazione tra modelli fisici e informazioni derivanti dalle tecniche di condition-monitoring, rendendo la stima dell’affidabilità del sistema non più fissata a priori, ma soggetta ai vari cambiamenti analizzati dalle tecniche di monitoraggio ed alle predizioni delle condizioni di degrado del sistema. In questo modo le frequenze di guasto variano non solo al variare delle condizioni fisiche, operative e organizzative, ma anche sotto l’effetto di meccanismi di degrado e cambiamenti nei fattori ambientali. Questa

analisi, in conclusione, consente una stima del rischio dipendente dal tempo e basata sui dati provenienti dal condition-monitoring [Zi-017].

La Sezione 2 descrive, con riferimento ad un caso studio di letteratura relativo ad un fenomeno di scorrimento viscoso in tubi di generatori di vapore, il modello per la valutazione probabilistica dell'insorgenza del fenomeno di degrado.

La Sezione 3 descrive con riferimento ad un ulteriore caso studio relativo a alla rottura spontanea dei tubi di un generatore di vapore (steam generator tube rupture SGTR) in un reattore nucleare ad acqua pressurizzata (PWR), i modelli utilizzati per implementare il *“valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni”*, così da limitare gli eventi di SGTR spontaneo.

Nella Sezione 4 vengono presentate conclusioni e considerazioni finali.

## 2 Valutazione probabilistica dell'insorgenza di fenomeni di degrado

L'approccio presentato in Figura 1 consiste nello sviluppo di:

- 1) un modello stocastico (basato sui dati) del degrado (in particolare per lo scorrimento viscoso) di una generica attrezzatura pressurizzata, di dato materiale e geometria con pressione operativa, temperatura e tempo prescritti.

Per lo sviluppo di tale modello si rendono necessari:

- a) una revisione della letteratura relativa alla descrizione degli approcci modellistici della fisica del fenomeno di degrado (scorrimento viscoso in attrezzature pressurizzate);
  - b) una ricerca di database esistenti, in cui siano presenti i dati sperimentali e di campo relativi alla valutazione della deformazione in apparecchiature pressurizzate;
  - c) sviluppo di un modello di simulazione (dello scorrimento viscoso), per generare scenari da utilizzare per addestrare il modello stocastico basato sui dati.
- 2) Un modello che stima in tempo reale l'IR, basato sul modello in 1) e misure non distruttive raccolte da sensori posizionati sull'apparecchiatura pressurizzata.

Per lo sviluppo di tale modello si si rendono necessari:

- a) un'analisi e sviluppo di approcci di modellazione che consentano il trattamento dell'incertezza dell'output del modello in 1) per definire, con confidenza, il PEC dell'attrezzatura;
- b) un'analisi e sviluppo di approcci bayesiani di stima sequenziale di IR, disponendo delle misure non distruttive prelevate dall'attrezzatura sensorizzata e continuamente monitorata.

Risultato atteso dall'applicazione dell'approccio è la valutazione probabilistica dell'insorgere del degrado (in pratica dello scorrimento viscoso), per l'adeguamento della stima dell'IR alle specifiche condizioni componente monitorato, così da consentire una gestione del rischio di rottura ed una efficiente pianificazione delle attività di manutenzione [DH-018].

### 2.1 Caso studio

L'approccio descritto nella Sezione 2 viene qui esemplificato con riferimento ad una attrezzatura pressurizzata di un impianto nucleare (un generatore di vapore di un Prototype Fast Breeder Reactor (PFBR)) [PS-013] le cui caratteristiche operative (range di pressione e temperatura, e tipo di materiale) sono riportate in Tabella 1.

Tabella 1 – Caratteristiche di un generatore di vapore di un PFBR [PS-013]

Pressione di progetto	550-1150 barg
Temperatura di progetto	653 °C
Materiale	9Cr-1Mo-V-Nb (Plate) ASME SA-387/SA-387M Grade 91

Con riferimento all'approccio descritto nella Sezione 2:

- a) È stata condotta una ricerca di letteratura che ha evidenziato che esistono diversi modelli fisici per descrivere il fenomeno dello scorrimento viscoso in apparecchiature pressurizzate. I modelli più comunemente usati sono Larson-Miller (F.R. Larson and J. Miller, 1952), Manson-Haferd (S. S. Manson, A. M. Haferd, 1968) e Monkman-Grant [MG-956]. Tuttavia, il modello Larson-Miller è efficace solo per deformazioni a bassa temperatura, il modello Manson-Haferd [PM-995], nonostante descriva accuratamente il fenomeno ad alta temperatura, non è un modello ancora validato e verificato [PM-995], e il modello Monkman-Grant [MG-956] sottostima gli sforzi a cui si verifica il fenomeno [Pi-994]. Recentemente, è stato proposto il modello Wilshire che, attraverso la normalizzazione dello stress viscoso ( $\Sigma$ ) rispetto alla resistenza a trazione ( $R_m$ ) alla temperatura specificata ( $T$ ) [MG-956], mostra un ottimo accordo teorico-sperimentale per un ampio numero di metalli puri e leghe (bainitici, ferritici e diversi acciai martensitici), ed è pertanto usato come modello base per determinare la temperature di scorrimento viscoso per lo standard europeo EN-13445 [Ho-016], a cui fa riferimento la specifica tecnica UNI / TS 11325 utilizzata, appunto, da Inail.
- b) È stato utilizzato il database [NI-007] contenente dati raccolti in esperimenti per lo studio del comportamento di materiali con caratteristiche descritte in Tabella 2 e relativi ad apparecchiature in pressione di impianti nucleari che operano nelle condizioni descritte in Tabella 1. I dati messi a disposizione in [NI-007] sono mostrati in Figura 4, in cui il diverso comportamento in termini di  $\Sigma/R_m$  del materiale in Tabella 2 è mostrato al variabile di tempo  $t$  e temperatura  $T$  di lavoro, secondo la relazione  $t^* \exp(-Q/RT)$ , con  $Q$  e  $R$  costanti [MG-956].

Tabella 2 – Caratteristiche del materiale i cui risultati degli esperimenti in [NI-007] sono rappresentati in Figura 4

Tensione di snervamento	300-4700 Mpa
Temperatura di progetto	500-700 °C
Materiale	9Cr-1Mo-V-Nb (Plate) ASME SA-387/SA-387M Grade 91

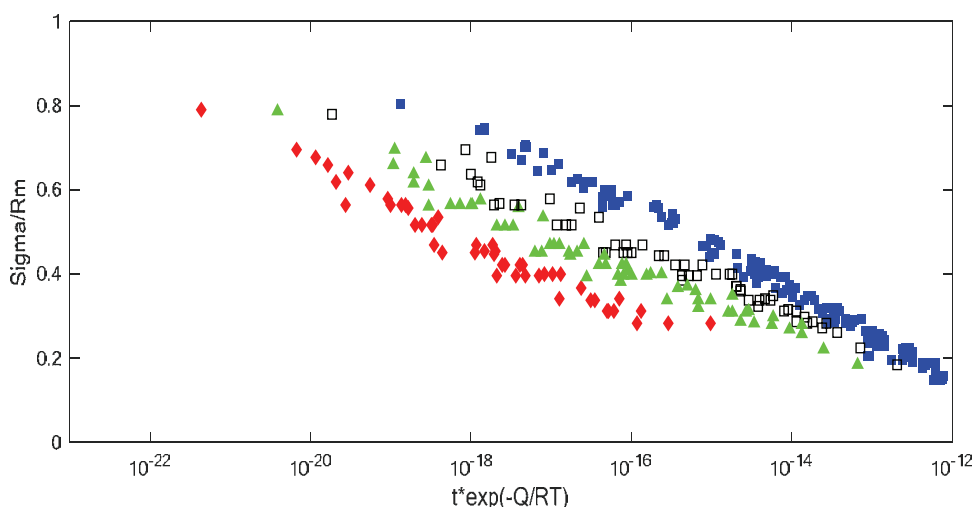


Figura 4 - Dati disponibili sul materiale di cui a Tabella 2 [NI-007] (in quadrati blu le rotture, in quadrati bianchi 1% della deformazione, in triangoli verdi 0.5% della deformazione e in rombi rossi 0.2% della deformazione)

c) È stato sviluppato un modello di regressione basato sul modello di Wilshire utilizzando i dati di Figura 4. Come mostrato in Figura 5, il modello di regressione (Equazione 1), consente di interpolare i dati [NI-007].

$$\Sigma/R_m = \exp(-k \cdot (t \cdot \exp(-Q/RT))^u) \quad (1)$$

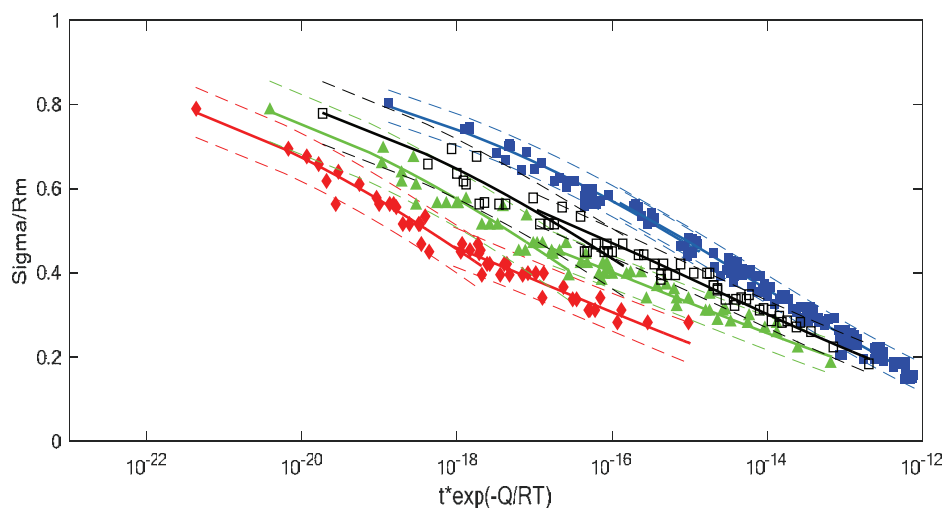


Figura 5 - Interpolazione dei dati disponibili sul materiale di cui a Tabella 2, utilizzando i parametri elencati in Tabella 1 per il modello in Equazione 1 (in quadrati blu le rotture, in quadrati bianchi 1% della deformazione, in triangoli verdi 0.5% della deformazione e in rombi rossi 0.2% della deformazione)

In Tabella 3 sono mostrati i valori nominali, massimi e minimi che i parametri  $k$  e  $u$  assumono per garantire che i modelli sviluppati per rottura, 1%, 0.5% e 0.2% della deformazione garantiscano

il minore errore di interpolazione (linea continua) e un intervallo di confidenza del 95% (linea tratteggiata superiore e inferiore), rispettivamente.

Tabella 3 – Valore nominale, minimo e massimo dei parametri  $k$  e  $u$  del modello di Wilshire, quando utilizzato per interpolare i dati di Figura 4.

Modello	$\Sigma/Rm > 0.45$		$\Sigma/Rm \leq 0.45$	
	$k$ ( $k_{min}$ , $k_{max}$ )	$u$ ( $u_{min}$ , $u_{max}$ )	$k$ ( $k_{min}$ , $k_{max}$ )	$u$ ( $u_{min}$ , $u_{max}$ )
Rottura	82.77 (54.76, 110.8)	0.135 (0.126, 0.144)	75.62 (61.65, 89.58)	0.133 (0.127, 0.139)
1.0%	150.8 (19.47, 282.2)	0.141 (0.118, 0.163)	31.33 (21.58, 41.08)	0.101 (0.091, 0.110)
0.5%	247 (22.5, 471.5)	0.147 (0.124, 0.169)	22.2 (15.48, 28.92)	0.086 (0.078, 0.095)
0.2%	382.4 (56.7, 708)	0.149 (0.129, 0.169)	33.3 (14.07, 52.54)	0.090 (0.075, 0.105)

Il risultato consente di valutare la probabilità che un contenitore in pressione che opera per un tempo  $t$  ad una temperatura  $T$  sottoposto a un preciso  $\Sigma/Rm$  subisca una deformazione (1%, 0.5% o 0.2%) o rottura.

A titolo di esempio, in Figura 6 vengono riportati i soli dati di rottura e di deformazione all'1%, e il rispettivo l'intervallo di confidenza del 95%, per i valori di  $\Sigma/Rm$  che porterebbero il contenitore a rottura per scorrimento viscoso o a 1% di deformazione, indicati con ICR e IC1% rispettivamente, per fissato valore di  $t \cdot \exp(-Q/RT)$ . Per ciascun valore di  $t \cdot \exp(-Q/RT)$ , la misura di  $\Sigma/Rm$  è affetta da errore dovuto al rumore della misura, la cui stocasticità è descritta da distribuzioni Gaussiane. Pertanto, le misure di  $\Sigma/Rm$  per IC1% e ICR sono distribuite come distribuzioni Gaussiane di densità di probabilità  $f(\Sigma/Rm|deformazione\ 1\%) \sim N(\mu_{1\%}, \sigma_{1\%})$  e  $f(\Sigma/Rm|rottura) \sim N(\mu_R, \sigma_R)$ , rispettivamente, dalle quali è possibile calcolare la probabilità di rottura  $P(rottura|\Sigma/Rm)$  e la probabilità di deformazione 1%  $P(deformazione\ 1\%|\Sigma/Rm)$ .

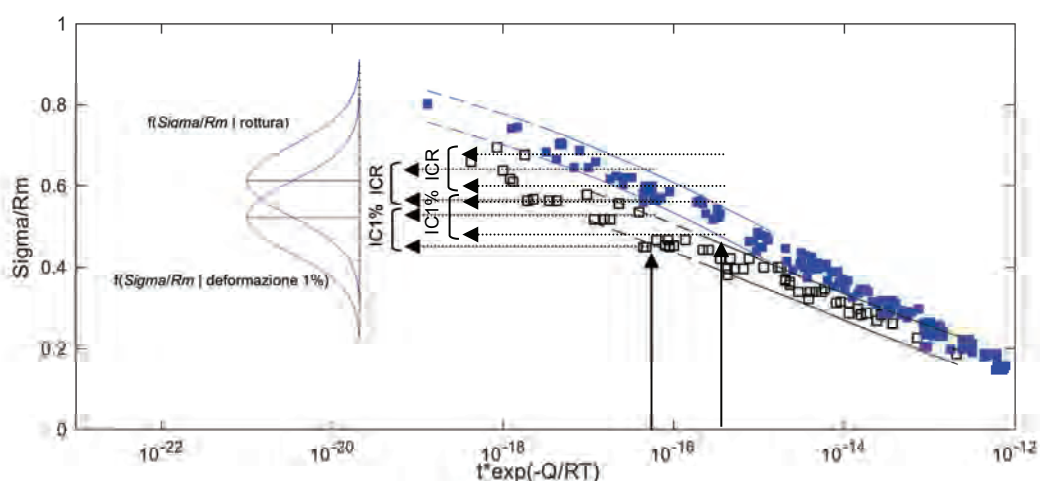


Figura 6 - Intervalli di confidenza e densità di probabilità di  $\text{Sigma/Rm}$  per deformazione 1% e rottura a fissata  $t \cdot \exp(-Q/RT)$

Le informazioni probabistiche di  $P(\text{rottura}|\text{Sigma/Rm})$  e  $P(\text{deformazione 1\%}|\text{Sigma/Rm})$  diventano importanti per una efficace gestione del rischio di rottura, attraverso una efficiente pianificazione delle attività di manutenzione, poiché il modello che stima l'IR (parte 2 della procedura) sulla base di tali probabilità, consentirebbe di definire con confidenza il PEC dell'apparecchiatura in analisi.

In conclusione, in questa Sezione è stato introdotto un approccio per la stima adattativa della probabilità di rottura per scorrimento viscoso di apparecchiature in pressione sottoposte a monitoraggio continuo delle loro condizioni. L'approccio consiste nello sviluppo di 1) un modello stocastico (basato sui dati) del degrado per scorrimento viscoso di una generica apparecchiatura pressurizzata, di dato materiale e geometria con pressione operativa, temperatura e tempo prescritti, 2) una tecnica per stimare i tempi di ispezione in modo adattativo, basata sulla valutazione eseguita dal modello in 1) e coadiuvata da misure non distruttive raccolte sull'attrezzatura pressurizzata dal sistema di monitoraggio. Sono stati presentati i risultati preliminari dell'applicazione della parte 1) dell'approccio a un caso studio di letteratura riguardante un contenitore in pressione di un impianto nucleare.

Sulla base dei risultati ottenuti, è possibile affermare che l'approccio presentato per la valutazione delle condizioni di degrado dell'apparecchiatura e la valutazione adattiva dell'IR, tenendo in considerazione il comportamento stocastico di invecchiamento del componente, ha la potenzialità di consentire una efficace gestione del rischio di rottura, secondo quanto verrà presentato nelle Sezione 3, attraverso una efficiente pianificazione delle attività di manutenzione (ovvero la definizione, con confidenza di IR e PEC).



### 3 Monitoraggio continuo delle condizioni e stima probabilistica del rischio di rottura

In questa Sezione viene presentato l'approccio computazionale alla base dell'analisi della "valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni", che consentirà una efficace gestione del rischio di rottura, come verrà esemplificato rispetto alla rottura spontanea dei tubi di un generatore di vapore (steam generator tube rupture (SGTR)) in un reattore nucleare ad acqua pressurizzata (PWR) soggetto a tensocorrosione (Sezione 3.1) e vaiolatura (Sezione 3.2).

Come già anticipato, la novità dell'approccio della "valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni" rispetto alla valutazione probabilistica del rischio è la capacità di aggiornare, su base periodica, la frequenza di accadimento di un predefinito scenario incidentale che possa portare il componente a rottura, sulla base alle condizioni operative che dovranno essere sostenute dall'impianto durante le operazioni future, e quindi di prendere decisioni (al momento attuale) sull'eventuale convenienza di intraprendere azioni manutentive per limitare una eccessiva crescita del rischio di rottura in operazione.

Altri autori hanno affrontato il problema dell'aggiornamento della valutazione statica probabilistica del rischio utilizzando dati di monitoraggio [LD-016] e [KL-014] ed in particolare hanno trattato il problema attraverso approcci statistici, aggiornando la probabilità di uno scenario incidentale tramite la regola Bayes.

L'approccio qui proposto, invece, mostra come combinare i dati di monitoraggio delle condizioni dei componenti del sistema con un modello fisico (o stocastico, come mostrato in Sezione 2) per la predizione del loro degrado, aggiornando quindi la probabilità di uno scenario incidentale sulla base dello stato effettivo del sistema e sulle condizioni operative, consentendo una predizione dell'evoluzione del degrado dei componenti nel tempo.

I risultati dell'analisi della "valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni" possono essere utilizzati per sviluppare modelli decisionali in grado di migliorare le procedure di manutenzione allo scopo di garantire i requisiti di sicurezza e redditività dell'impianto, basandosi sulle previsioni fornite dal modello fisico (o stocastico).

Ad esempio, componenti in pressione quali i generatori di vapore, prevedono (allo stato attuale) procedure di manutenzione dei tubi del generatore di vapore che possono accidentalmente non garantire un incremento della sicurezza dell'impianto, poiché risultano in un aumento della differenza di pressione all'interno dei tubi (essendo basate su una procedura di sigillatura (tappaggio) di quei tubi valutati troppo degradati), aumentando così la probabilità di propagazione delle cricche. È necessario dunque trovare un compromesso per evitare un eccesso di conservatività (eccesso di manutenzioni) ed una sottostima della probabilità di propagazione delle cricche e della probabilità di rottura del tubo.

La procedura adottata per l'analisi della "valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni" verrà di seguito riassunta, con riferimento ai due casi studio di

rottura spontanea dei tubi di un generatore di vapore (steam generator tube rupture (SGTR)) in un reattore nucleare ad acqua pressurizzata (PWR).

### 3.1 La rottura spontanea di un generatore di vapore

La rottura dei tubi di un generatore di vapore può essere un fenomeno indotto o spontaneo. In un impianto nucleare, un SGTR indotto consiste nella rottura di uno o più tubi di un generatore di vapore a causa di eventi interni, come ad esempio un evento di rottura della linea di vapore (Steam Line Break (SLB)). Al contrario, un SGTR spontaneo si verifica durante il normale funzionamento dell'impianto ed è causato dalle condizioni di degrado dei tubi del generatore di vapore [NU-996].

La Figura 7 mostra un albero degli eventi (Event Tree (ET)) semplificato relativo ad un evento accidentale causato da uno SGTR spontaneo che può portare a condizioni catastrofiche (fusione del nocciolo del reattore, Core Damage, CD) o, se opportunamente mitigate dai sistemi di sicurezza (vedi elenco), a stati finali non pericolosi per le persone e l'ambiente circostante. Le frequenze degli eventi lungo le sequenze dell'ET sono stimati a seguito di un'analisi statistica di dati di affidabilità dell'impianto e seguendo il giudizio degli esperti [KL-014].

Spontaneous SGTR	Operator Depressurization	Refuelling Water Storage Tank	Reactor Coolant System	End State
IE	OD	RWST	RCS	

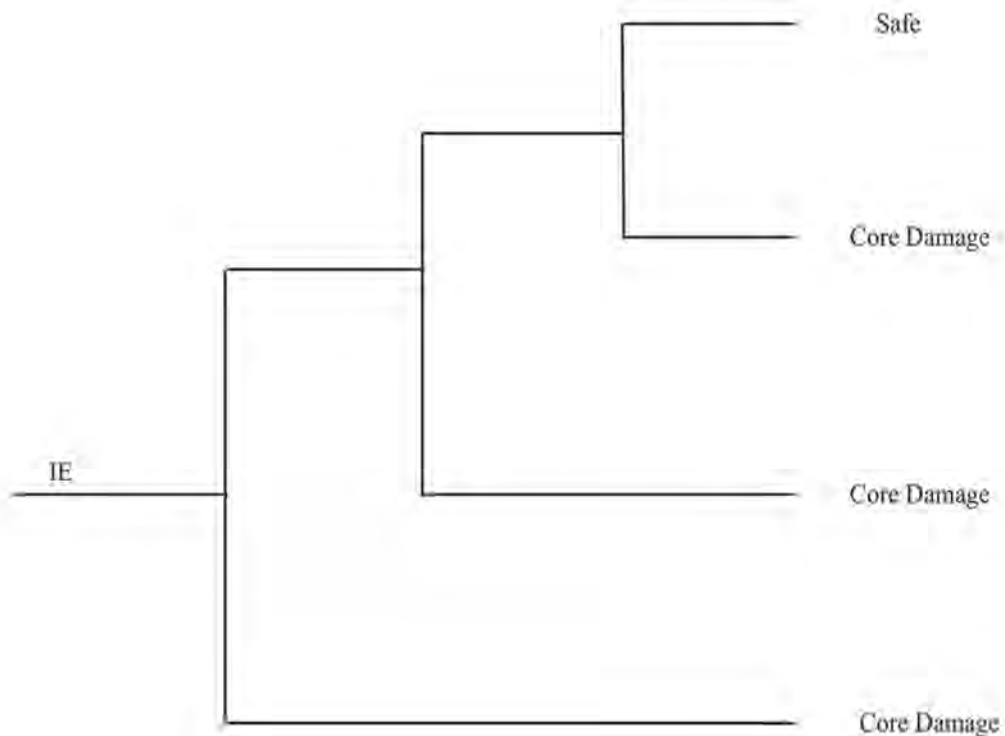


Figura 7 - ET relativo ad un evento di SGTR Spontaneo

La frequenza di SGTR nel caso dell'evento incidentale di rottura spontanea dei tubi di un generatore di vapore, descritto in Figura 7 (che viene utilizzata all'interno di un'analisi di sicurezza probabilistica convenzionale al fine di produrre il report di sicurezza (o Safety Assessment Review (SAR)) che deve essere presentato all'autorità regolatrice per la concessione di licenze), è fornita dall'Equazione (2):

$$f_{SGTR} = \frac{N+1/2}{T} \quad (2)$$

dove  $N$  è il numero di occorrenze di SGTR in  $T$  anni di operazioni NPP simili (ad esempio, considerando  $N = 3$  in  $T = 499$  anni come riportato in (Sattison e Hall, 1990), la frequenza di SGTR risulta essere  $f_{SGTR} = 7.0E-03$  all'anno [KL-014]

Assumendo che la probabilità di guasto dei tre sistemi di sicurezza considerati nell'ET in Figura 7 siano di  $1.8E-4$ ,  $2.4E-8$ ,  $5.6E-5$  [Le-013], per elenco, rispettivamente, la frequenza di fusione del nocciolo (Core Damage Frequency, CDF) risulta essere di  $3.92E-7$  eventi all'anno.

Di seguito mostreremo come l'analisi di sicurezza probabilistica basata sulle informazioni relative al monitoraggio delle condizioni dei componenti per un SGTR spontaneo fornisce una stima dinamica delle probabilità di SGTR per tutta la vita dell'impianto, se informato con un modello per l'insorgenza, la formazione e la propagazione di cricche spontanee nel generatore di vapore.

### 3.1.1 Il generatore di vapore

Al fine di dimostrare le potenzialità dell'approccio qui proposto per stimare i tempi di ispezione in modo adattativo, basata sulla valutazione eseguita dal modello stocastico di degrado e coadiuvata da misure non distruttive raccolte sull'attrezzatura pressurizzata dal sistema di monitoraggio (ovvero, nell'analizzare specificità del sistema e di adattare i risultati alle condizioni operative effettive dell'impianto), consideriamo un generatore di vapore del PWR Zion (USA), equipaggiato con un generatore di vapore ricircolante di 3,6 m di diametro 21 m di altezza, 800 t di peso, un fascio di 3592 tubi ad U rovesciati con un diametro esterno di 22,23 mm e uno spessore di parete di 1,27 mm [Le-013]. La pressione nominale del circuito primario è di 15,2 MPa, mentre la pressione nominale del circuito secondario è di 6,9 MPa. La temperatura nominale della gamba calda è di 330 °C, mentre la temperatura nominale della gamba fredda è di 288 °C. Un elenco dettagliato dei valori dei parametri NPP di Zion è riportato nella Tabella 4.

Tabella 4 – Parametri del PWR Zion (USA), e del suo generatore di vapore [Le-013]

<b>Condizioni Operative</b>	
Potenza Nominale $W_{nom}$	1110 MWe
Pressione al lato primario $P_{in,nom}$	15.2 MPa
Pressione al lato secondario $P_{out,nom}$	6.9 MPa
<b>Parametri del generatore di vapore</b>	
Numero di tubi $N_{tb}$	3592
materiale	Alloy 600MA
Ultimate tensile strength (UTS) $S_u$	713 MPa
Yield strength (YS) $S_y$	362 a

### 3.1.2 Il modello di SGTR spontaneo

Il degrado dei tubi del generatore di vapore ha un impatto notevole sul funzionamento delle centrali nucleari. La forma più comune di degrado è la tensocorrosione (o Stress Corrosion Cracking (SCC)) che rappresenta dal 60% all'80% di tutti i difetti dei tubi. Lo sfregamento (fretting) e la vaiolatura (pitting) collettivamente rappresentano un altro 15% - 20%, mentre i guasti rimanenti sono dovuti a danni meccanici, sprechi, ammaccature e fatica [Wa-995]. Per questo motivo, l'SGTR spontaneo è qui considerato conseguenza di tensocorrosione e vaiolatura [CM-995], la cui fisica e i modelli adottati sono descritti nelle Sezioni 3.1.2.1 e 3.1.2.2, rispettivamente.

#### 3.1.2.1 La tensocorrosione

Il processo di tensocorrosione dei tubi può essere modellato come un processo stocastico in tre fasi: insorgenza, formazione e propagazione di cricche all'interno del fascio tubiero. L'insorgenza delle cricche (cioè la generazione di microfratture all'interno del fascio tubiero) è modellato basandosi sui dati raccolti nell'impianto Zion (si veda [LD-016], per ulteriori dettagli). In particolare, dopo 4 anni ((cioè 2 cicli di rifornimento di carburante), il 31% dei tubi ha riscontrato l'insorgenza di microfratture, mentre dopo 40 anni (cioè 20 cicli di rifornimento) la percentuale è salita al 67% (la probabilità di insorgenza diminuisce all'età del tubo). Utilizzando il metodo di Stima della Massima Verosimiglianza (Maximum Likelihood Estimation MLE) [Zi-007], è stata ricostruita la funzione che descrive la probabilità di insorgenza di una microfrattura all'interno dei tubi. Tale funzione è descritta dalla distribuzione Weibull mostrata in Figura 8, con la seguente funzione di densità di probabilità (Probability Density Function PDF)

$$f(t) = \frac{b}{\lambda} t^{b-1} e^{-\left(\frac{t}{\lambda}\right)^b} \quad (3)$$

dove  $b$  e  $\lambda$  risultano pari a 0,3654 e 30,1609, rispettivamente.

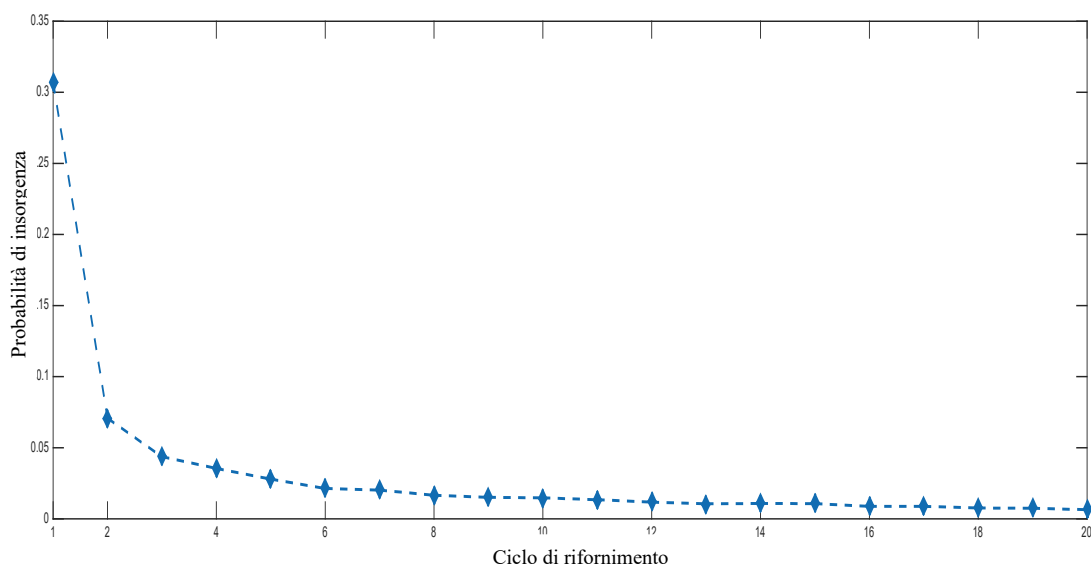


Figura 8 - Probabilità di insorgenza di cricche ad ogni ciclo di rifornimento dell'impianto per tubi di generatori di vapore di PWR. Dati tratti da [LD-016]

Le microfrazioni assiali che si generano durante questa prima fase raggiungono la lunghezza critica di 0,1 mm (cioè la lunghezza minima alla quale la fessura inizia a propagarsi più velocemente nei tubi di Alloy 600 MA) in circa 9,3 anni (con una deviazione standard di 3,2 anni), alla temperatura di esercizio di 330 ° C [CM-995]. La probabilità che una cricca raggiunga la lunghezza critica di 0,1 mm è mostrata nella Figura 9: questo è il risultato della convoluzione della distribuzione della probabilità di insorgenza della microfrazione, descritta in Figura 8, sommata con la distribuzione di probabilità del tempo necessario per raggiungere la lunghezza di 0,1 mm, che viene pertanto descritta da una distribuzione gaussiana  $N \sim (9.3y, 3.2y)$ . In pratica, nonostante la probabilità di insorgenza delle microfrazioni sia alta durante i primi anni di vita dell'impianto, la lunghezza critica è (mediamente) raggiunta in 5 cicli, a causa del tempo richiesto alle microfrazioni per raggiungere la lunghezza di 0,1 mm, e, pertanto, la distribuzione corrispondente risulta massima per tempi (cicli) maggiori.

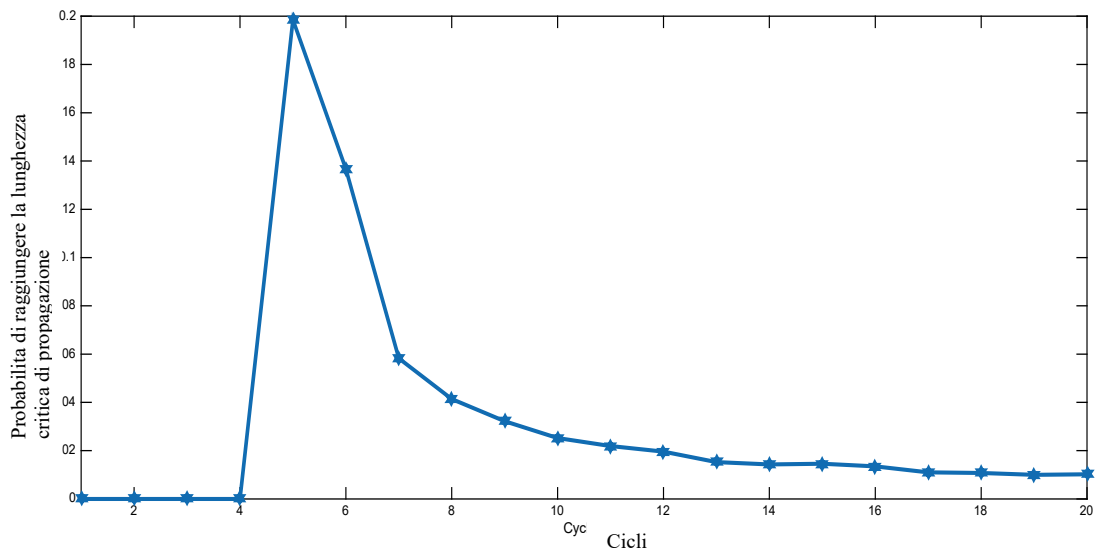


Figura 9 - Probabilità che una cricca raggiunga la lunghezza critica di 0,1 mm.

La propagazione della cricca (dopo aver raggiunto la lunghezza critica di 0,1 mm) è modellata attraverso il modello Scott [CM-095], ovvero un modello empirico che fornisce il tasso di crescita delle cricche

$$\frac{da}{dt} = \alpha \cdot (K - K_{th})^\beta \quad (4)$$

in funzione del fattore di intensità dello stress  $K$

$$K = F\sigma \sqrt{\pi \frac{a}{2}} \quad (5)$$

dove  $\alpha$ ,  $\beta$  and  $K_{th}$  sono parametri dipendenti dal tipo di materiale dei tubi in esame, come riportato nella Tabella 2, per Alloy 600 MA alla temperatura interna di 330°C [CM-095] e  $a(0)=0.1$  (ovvero la lunghezza iniziale della cricca prima della propagazione viene considerata di 0.1 mm).

La concentrazione di stress  $\sigma$  è proporzionale al fattore geometrico  $F$  (riportato in Tabella 5, per il caso qui considerato), alla differenza di pressione nominale  $\Delta P_{nom}$  tra la superficie esterna ed a superficie interna dei tubi del generatore di vapore, al diametro esterno dei tubi  $d$  ed al relativo spessore  $t$  (riportati in Tabella 6). Calcoliamo quindi  $\sigma$  come segue

$$\sigma = \Delta P \cdot d/2t \quad (6)$$

Tabella 5. Parametri caratteristici del materiale Alloy 600 MA [Le-013] [CM-995]

Parametro	Minimo	Nominale	Massimo
$\alpha$	$2.5 \times 10^{-2}$	$2,8 \times 10^{-2}$	$3,1 \times 10^{-2}$
$K_{Th} (Mpa \sqrt{m})$	8	9	10
$\beta$	1,07 a		1,16 a      1,25 a
$F$	-	0,93 a	-

Tabella 6. Parametri caratteristici dei tubi

Parametro	Valore Nominale	Incertezza [distribuzione uniforme]
Diametro esterno $d$	22,23 mm	+/-0,5 mm
Spessore $t$	1,27 mm	+/-12,5%
Differenza di Pressione nominale $\Delta P_{Nom}$	8,3 a Mpa	+/-1 Mpa

Come stabilito dai requisiti di sicurezza della Nuclear Regulatory Commission (NRC) (sul cui suolo è stato costruito l'impianto considerato nel caso studio) i tubi del generatore di vapore vengono tappati (ovvero sigillati) se la profondità delle cricche supera il 40% dello spessore nominale della parete del tubo  $t$  [Wa-995]. Essendo lo spessore del tubo  $t = 1,27$  mm, il limite per il tappaggio dei tubi risulta essere pari a 0,51 mm. Assumendo un rapporto tra profondità della cricca e lunghezza lungo la circonferenza pari a 1/3 [Le-013], il tubo deve essere tappato quando la lunghezza della fessura supera il valore di 1,52 mm.

È importante sottolineare che in questo generatore di vapore il monitoraggio dei tubi può essere effettuato solo durante il rifornimento del nocciolo di combustibile fresco (vale a dire ogni 2 anni), poiché solo durante lo spegnimento del reattore i tubi del generatore di vapore possono essere ispezionati utilizzando test a correnti parassite per determinare la lunghezza della fessura (ovvero NdT). Se, durante la procedura di monitoraggio un tubo presenta una cricca di lunghezze inferiori a 1.52 mm, la NRC afferma che non è necessario tapparlo e, pertanto, le cricche possono continuare a crescere durante i due anni successivi e propagarsi, ma potrebbero indurre un SGTR spontaneo.

La rottura spontanea (e il seguente SGTR) si verifica quando la lunghezza della cricca  $a$  supera il valore critico  $a_{cr}$  (riportato in Figura 10), il quale dipende dalla differenza di pressione  $\Delta P$  tra la parete interna e la parete esterna del tubo (vedi Equazione 7)

$$\Delta P = \frac{4\sigma_f h}{m(2d-h)} = \frac{p_b}{m} \quad (7)$$

dove  $\sigma_f = 0.6(S_y + S_u)$  e  $m = 0.614 + 0.481\lambda + 0.386e^{-1.25\lambda}$

(con  $\lambda = \frac{1.82a}{\sqrt{2d-h}}$  e  $p_b = \frac{4\sigma h}{(2d-t)}$ ) [NU-000] [CM-995].

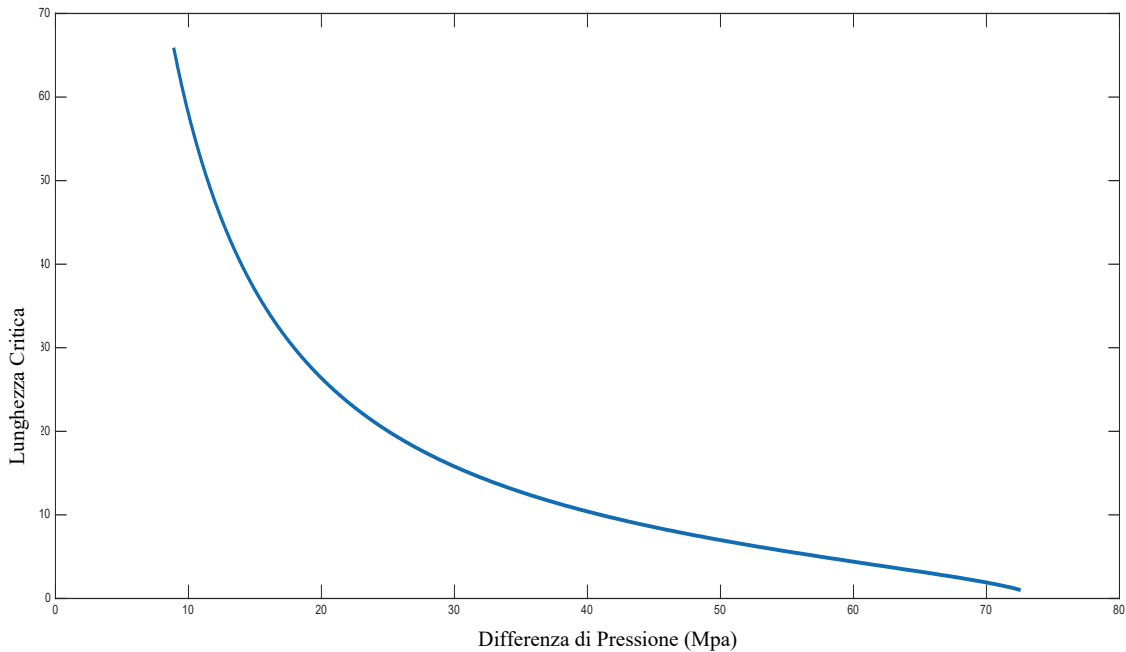


Figura 10 - Lunghezza critica  $a_c$  in funzione della differenza di pressione  $\Delta P$

**3.1.2.2 La vaiolatura**

La vaiolatura è un meccanismo di corrosione locale che si verifica tipicamente sulla superficie dei tubi in cui i difetti preesistenti sono generati incidentalmente dalla lavorazione superficiale e la cui crescita è accelerata dalle impurità [VC-007]. La vaiolatura può essere modellata come un processo stocastico a due fasi: iniziazione delle fessure e crescita delle fessure [Ia-008],[NS-018]. Una fessura si origina quando si verifica la rottura nello strato passivante della superficie metallica e la conseguente dissoluzione del metallo, mentre la crescita delle fessure si verifica quando la corrosione penetra nel tubo nella profondità della parete e crea piccoli fori [Ho-999], [TM-006].

Per l'iniziazione delle fessure i modelli stocastici proposti in letteratura sono basati su processi di Poisson non omogenei (NHPP): dato il numero di iniziale di fessure  $N(t)$  al tempo  $t$ , viene seguito il processo NHPP [Da-008], [YM-009], [ZZ-011] con una funzione di intensità  $\lambda(t) = \alpha t^{\beta-1}$ , dove  $\alpha$  e  $\beta$  sono i parametri di scala e forma presi uguali a 0.0014 e 4.526, rispettivamente, come in [Da-008], dove il processo di iniziazione delle fessure è modellato per un generatore di vapore con specifiche e proprietà simili a quelle dell'impianto nucleare Zion. Il numero atteso  $\Lambda(t)$  delle fessure originate al tempo  $t$  è:

$$\Lambda(T) = \int_0^t \lambda(s) ds = \frac{\alpha}{\beta} T^\beta \tag{8}$$

E quindi il numero atteso  $m$  di fessure originate entro i due cicli di ispezione successivi  $t + 1$  e  $t$  (di lunghezza 2 anni) è:

$$m = \Lambda(t + 1) - \Lambda(t) = \frac{\alpha}{\beta} ((t + 1)^\beta - t^\beta) \tag{9}$$



mentre il numero di fessure originate durante il ciclo  $t$  segue la seguente distribuzione di Poisson:

$$PR\{N(T+1) - N(T) = N\} = \exp(-[\Lambda(t+1) - \Lambda(t)]) \frac{[\Lambda(t+1) - \Lambda(t)]^n}{n!} \quad (10)$$

La figura 11 mostra il numero atteso di fessure originate fino al tempo di ispezione  $t$  e i percentili del 5% e del 95% (cioè un intervallo di confidenza al 90%) della loro distribuzione.

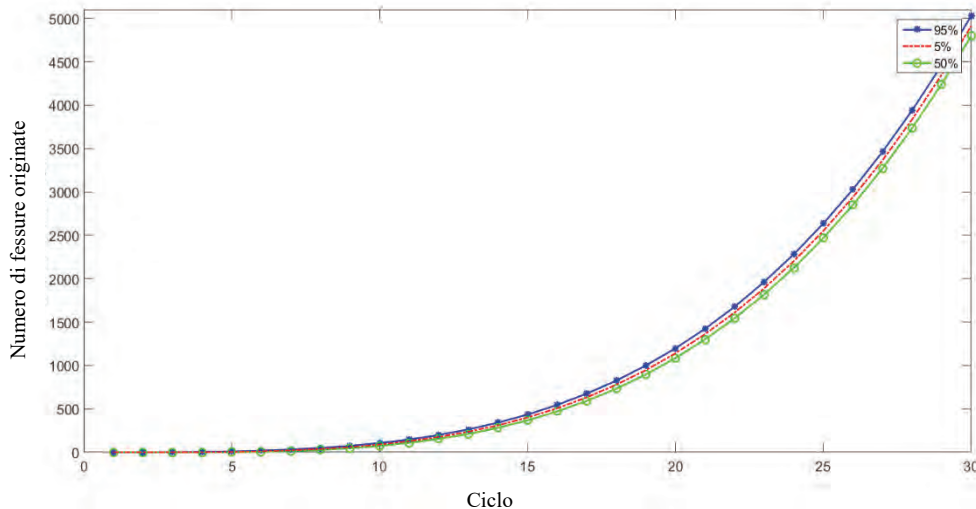


Figure 11 - Intervallo di confidenza del 90% per il numero di fessure originate ad ogni ispezione del generatore di vapore

Una volta originate le fessure, usiamo il modello in [TM-006] per simulare la loro crescita nel tempo. Il modello Turnbull assume la vaiolatura come degrado unidimensionale considerando la profondità della fessura  $x$  [m] come indice di cedimento critico. Il tasso di crescita  $g(x)$  della dimensione della fessura  $x$  [m] nella direzione (radiale) della parete è uguale a:

$$\frac{dx}{dt} = g(x) = \delta \gamma^{\frac{1}{\delta}} x^{(1-\frac{1}{\delta})} \quad (11)$$

essendo

$$x = \gamma t^{\delta} \quad (12)$$

dove  $\gamma$  e  $\delta$  sono parametri calcolati sperimentalmente: si assume che  $\gamma$  sia distribuito come una distribuzione normale positiva troncata con valore medio uguale a 0 e deviazione standard uguale a  $1.36e-5$ , mentre  $\delta$  è una costante di valore pari a 0.064 [Lu-016].

Con riferimento all'esperienza operativa in [Da-008], il tappaggio dei tubi deve essere applicato quando il Through Wall Depth (TWD),  $x/t_{s,nom}$ , raggiunge il 51%, il che significa che il tappaggio viene eseguito quando  $x$  penetra il 51% dello spessore del tubo  $t_{s,nom}$  per evitare che raggiunga  $TWD_{cr} = 95\%$ , che innescerebbe uno scenario incidente di SGTR. Come suggerito in [NU-996], si presume anche il superamento di TWD per queste fessure possa concludersi con uno SGTR.

In questa analisi è stato tenuto in considerazione il fatto che la normativa raccomanda di eseguire una pulizia chimica (Water Lancing and Water Cleaning, WL-CC) almeno una volta durante la vita dell'impianto  $T_m$ , non solo per ridurre l'ambiente corrosivo durante l'operazione del generatore di vapore, a causa della grande concentrazione di cloruri e solfiti nel deposito, ma anche per migliorare la velocità di trasferimento del calore dei tubi [EP-996]. Siccome con WL-CC i fanghi vengono rimossi, il processo di vaiolatura risulterebbe temporaneamente rallentato all'80% [EP-003], [Da-008], [YM-009], pur non modificando in alcun modo i parametri di crescita delle cricche per tenso corrosione [NS-018]. Quindi, qui di seguito, assumiamo che la vaiolatura sia dipendente solo da WL-CC (e non anche dal tappaggio dei tubi).

### 3.2 Stima della frequenza di SGTR

#### 3.2.1 Valutazione probabilistica del rischio

Secondo quanto fatto, allo stato attuale, per la valutazione probabilistica del rischio di SGR in un impianto nucleare come quello descritto in Sezione 3.2, se durante le ispezioni un tubo del fascio tubiero del generatore di vapore viene trovato con una cricca la cui lunghezza supera 1,52 mm, in linea con i requisiti NRC [Wa-995], questo viene tappato provocando una diminuzione del numero di tubi operativi nel generatore di vapore  $N_{ib}(t)$  e, quindi, un cambiamento nella configurazione dell'impianto.

Le figure 12 e 13 mostrano la frazione di tubi tappati ad ogni ciclo di manutenzione  $t$  la frazione del totale dei tubi tappati, che fanno cambiare la configurazione dell'impianto nel corso della vita del generatore di vapore.

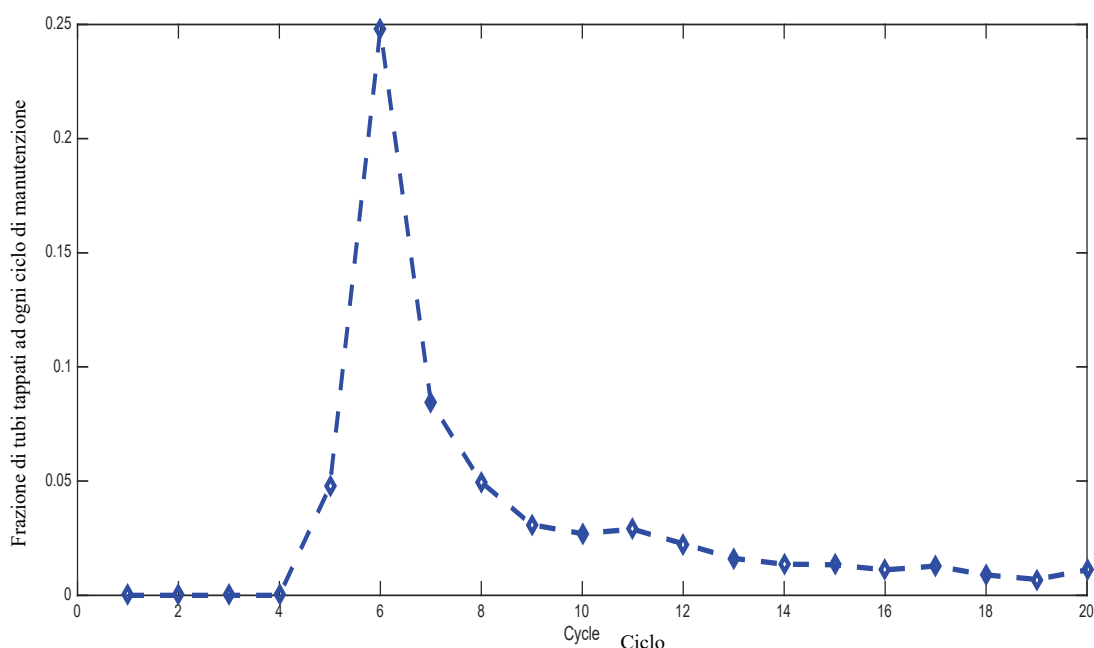


Figure 12 - Frazione dei tubi tappati ad ogni ciclo di manutenzione sul totale dei tubi

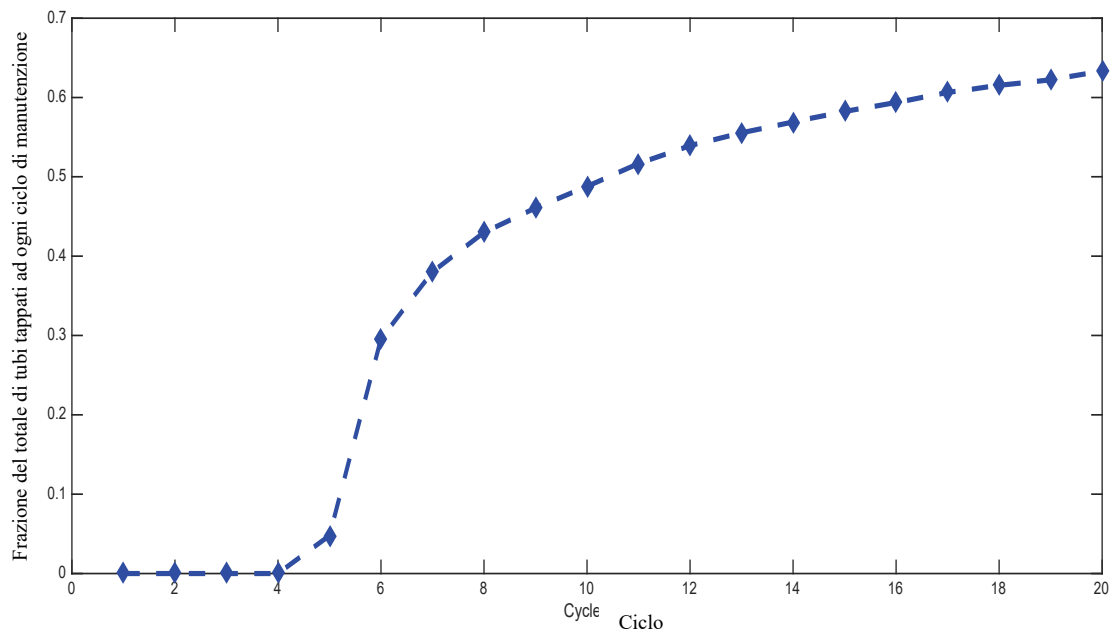


Figure 13 - Frazione del totale dei tubi tappati ad ogni ciclo di ispezione sul totale dei tubi

I tubi restanti dovranno sostenere una sovrappressione dovuta al fatto la percentuale di tubi tappati aumenta nel tempo. Tale sovrappressione viene descritta dal modello

$$\Delta P = P_{in} \left( 1 + \frac{N_{tb,plugged}}{N_{tb}} \cdot \gamma \right) - P_{out,nom} \quad (13)$$

Pertanto, la differenza di pressione  $\Delta P$  tra la superficie interna e la superficie esterna dei tubi ad aumentare al crescere del numero di tubi tappati  $N_{tb}$ .

La figura 14 mostra la differenza di pressione in condizioni nominali  $\Delta P_{nom}$  (linea tratteggiata) e la sovrappressione indotta dalla procedura di manutenzione dei tubi descritta in [Wa-995], assumendo  $\gamma$  dell'Equazione (13) pari a 0.4.

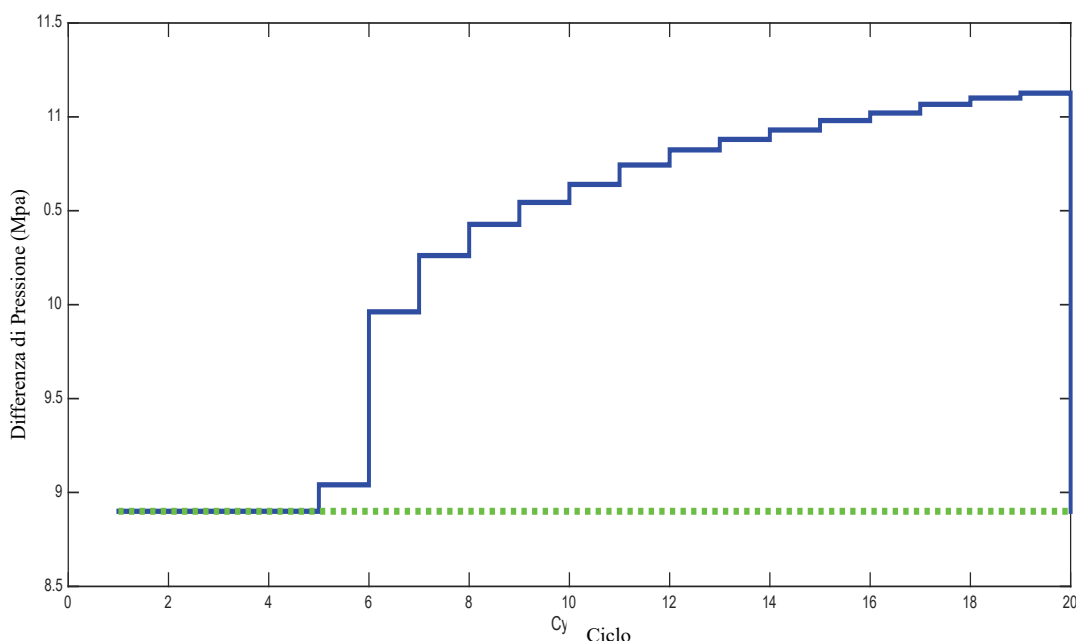


Figura 14 - Differenza di pressione relativa alle condizioni nominali (linea punteggiata) e differenza di pressione indotta dalla procedura di manutenzione dei tubi (linea continua)

In queste condizioni operative la frequenza di rottura dei tubi tra la *t-esima* ispezione e l'ispezione (t+1) deve essere quindi aggiornata secondo la seguente Equazione (14):

$$f_{TR}(t) = \frac{N(t)+1/2}{T \cdot N_{tb}(t)} \quad (14)$$

dove  $N_{tb}(t)$  è il numero di tubi che non sono stati tappati a seguito della *t-esima* ispezione,  $N(t)$  è il numero di tubi la cui cricca raggiungerà la lunghezza limite  $a_{cr}$  (secondo il modello di propagazione dell'Equazione (4)) e darà origine ad un SGTR durante il ciclo *t-esimo*,  $t = 1, 2, \dots, T$ . Supponendo quindi che i tubi  $N_{tb}(t)$  siano indipendenti tra loro (ovvero trascurando qualsiasi effetto di accelerazione del processo di degrado nei tubi adiacenti a quelli tappati), la frequenza di SGTR nel ciclo *t-esimo* risulta essere uguale a:

$$f_{SGTR}(t) = 1 - \prod_{N_{tb}(t)} (1 - f_{TR}(t)) \quad (15)$$

La figura 15 mostra il confronto tra la frequenza di SGTR risultante da una valutazione statica probabilistica del rischio convenzionale (linea tratteggiata) e la frequenza di SGTR aggiornata attraverso l'analisi della valutazione probabilistica del rischio (linea continua), la quale tiene conto degli effetti delle modifiche nella configurazione dell'impianto. Si può osservare:

- i) un valore di frequenza maggiore di quello calcolato con una valutazione statica probabilistica del rischio convenzionale di SGTR per gran parte della vita del generatore di vapore. Questo è dovuto alla grande probabilità che una cricca inizi a propagarsi durante i cicli 5° e 6° (vedi anche Figura 13), combinata con la sovrappressione indotta dalla procedura di manutenzione [Wa-995];

- ii) una riduzione graduale della frequenza di SGTR fino a fine vita del impianto. Infatti, nonostante la sovrappressione indotta dalla procedura di manutenzione aumenti progressivamente per tutta la vita dell'impianto (vedi Figura 13), la maggior parte delle cricche vengono generate all'inizio della vita (mentre la generazione rallenta a fine vita dell'impianto), poiché la probabilità di insorgenza e di formazione sono più basse (vedi Figura 9) durante gli ultimi cicli di vita dell'impianto. Allo stesso modo, la Figura 16 mostra l'aggiornamento della CDF, a seguito di analisi di valutazione probabilistica del rischio.

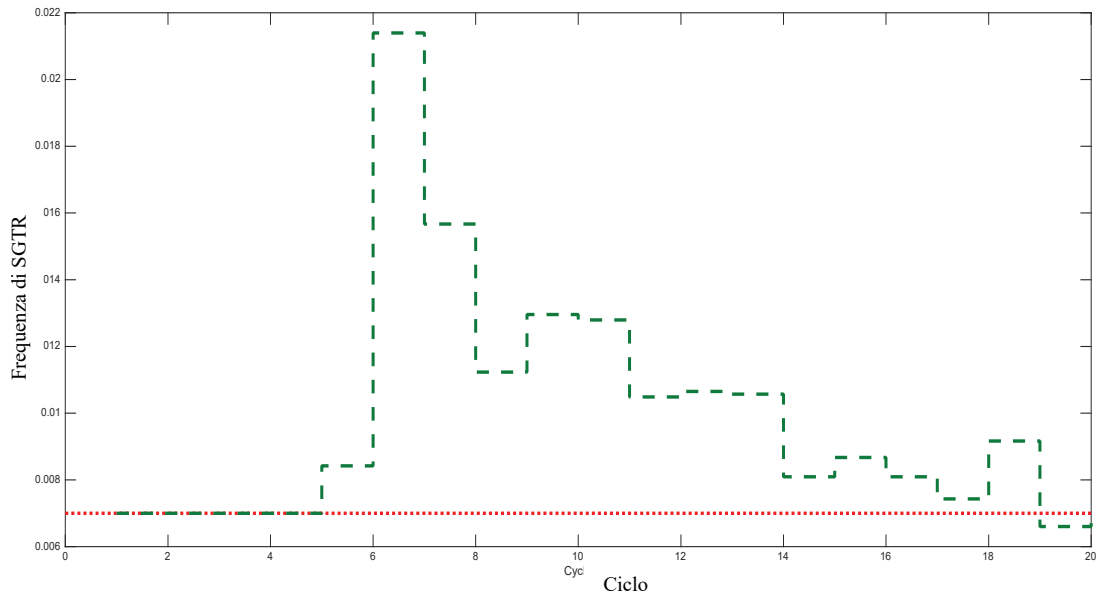


Figura 15 - Confronto della frequenza di SGTR durante i 20 cicli della vita del generatore di vapore tra la frequenza calcolata con una valutazione statica probabilistica del rischio convenzionale  $f_{SGTR}$  (linea punteggiata) e frequenza calcolata con analisi della valutazione probabilistica del rischio  $f_{SGTR}(t)$  (linea tratteggiata), che considera i cambiamenti nella configurazione dell'impianto

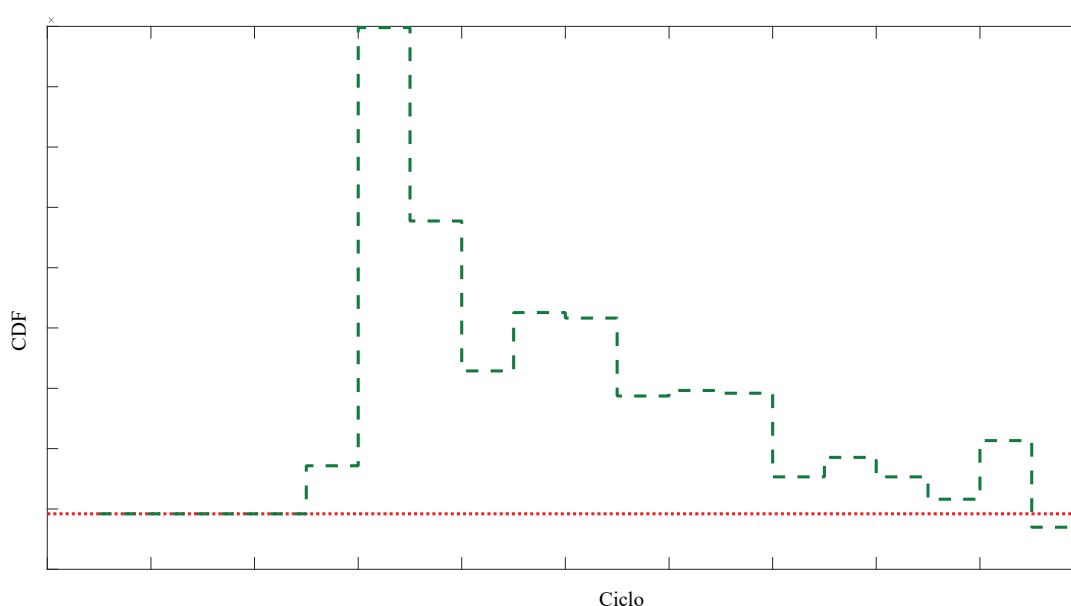


Figura 16 - Confronto tra il CDF aggiornato attraverso analisi della valutazione probabilistica del rischio (linea tratteggiata) e il CDF ottenuta con una valutazione statica probabilistica del rischio convenzionale

È importante notare come l'aumento della pressione sul lato primario e, di conseguenza, l'aumento della differenza di pressione  $\Delta P$  tra il lato interno e quello esterno dei tubi del generatore di vapore non siano la sola conseguenza possibile ad eventuali attività di manutenzione, poichè esistono strategie (come ad esempio il ridimensionamento del generatore di vapore, la diminuzione del ciclo operativo, ecc.) [Ob-014] che però, nonostante garantisca la riduzione del rischio di SGTR, espongono però l'impianto ad un aumento dei costi operativi e ad una riduzione dei ricavi, dovuti alla riduzione del fattore di carico dell'impianto.

### 3.2.2 “Valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni”

In questa Sezione viene presentata il risultato della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” per lo stesso caso studio presentato nella sezione 3.2. Verrà quindi presentato un confronto con quello descritto nella sezione 3.2.1.

La novità dell'approccio qui presentato (rispetto a quanto visto nella Sezione 3.3.1) consiste nella capacità di aggiornare, ad ogni ciclo di rifornimento, la frequenza dello scenario incidentale SGTR sulla base alle condizioni operative che dovranno essere sostenute dall'impianto durante i cicli successivi.

Altri autori hanno affrontato il problema dell'aggiornamento della valutazione statica probabilistica del rischio utilizzando dati di monitoraggio [Le-013] e [KL-014] ed in particolare hanno trattato il problema attraverso approcci statistici, aggiornando la probabilità di uno scenario incidentale tramite la regola Bayes. L'approccio proposto in questo lavoro combina, invece, i dati di monitoraggio delle condizioni dei componenti del sistema con un modello fisico per la predizione del loro degrado, aggiornando quindi la probabilità di uno scenario incidentale sulla base dello

stato effettivo del sistema e sulle condizioni operative, consentendo una predizione dell'evoluzione del degrado dei componenti nel tempo. I risultati dell'analisi della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” possono dunque essere utilizzati per definire modelli decisionali in grado di migliorare le procedure di manutenzione allo scopo di garantire i requisiti di sicurezza e redditività dell'impianto, basandosi sulle previsioni fornite dal modello fisico sviluppato all'interno della struttura della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*”. Infatti, come è stato descritto nelle sezioni precedenti, le procedure di manutenzione dei tubi del generatore di vapore non garantiscono un incremento della sicurezza dell'impianto, poiché risultano in un aumento della differenza di pressione all'interno dei tubi, aumentando così la probabilità di propagazione delle cricche. È necessario dunque trovare un compromesso per evitare un eccesso di conservatività (eccesso di manutenzioni) ed una sottostima della probabilità di propagazione delle cricche e della probabilità di rottura del tubo.

La procedura adottata per l'analisi della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” viene riassunta come segue:

- 1) Ad ogni ciclo di ispezione/rifornimento  $t$ , si simuli fino al successivo ciclo di ispezione/rifornimento  $t+1$ , l'insorgenza, la formazione e la propagazione delle cricche nel fascio tubiero (come descritto nella Sezione 3.1.2.1), per ogni tubo del generatore di vapore. Per semplicità, ogni tubo è considerato indipendente dagli altri (quindi, il suo processo di degrado non è influenzato dallo stato dei tubi adiacenti). Il processo stocastico di degrado è quindi simulato considerando i parametri e le relative incertezze elencate nelle Tabelle 5 e 6. In particolare, poiché il processo di degrado del fascio tubiero è influenzato dal profilo delle condizioni operative di carico (ad esempio, la richiesta di potenza dell'impianto  $W$ ) lungo i 40 anni caratteristici della vita dell'impianto (20 cicli) ed il carico richiesto influisce sulla differenza di pressione  $\Delta P$  (che influenza fortemente il processo di degradazione dei tubi), consideriamo l'Equazione (16) al fine di calcolare la pressione interna effettiva dei tubi  $P_{in}$  soggetti ad una richiesta di carico  $W$  che differisce rispetto a  $W_{nom}$

$$P_{in} = P_{in,nom} \left( 1 + \frac{W}{W_{nom}} \right) \quad (16)$$

La Figura 17 mostra un esempio di variazione del carico richiesto  $W$  lungo la vita del generatore di vapore (assunto come profilo di carico di riferimento in questo lavoro), mentre la Figura 18 mostra la conseguente differenza di pressione  $\Delta P = P_{in} - P_{out,nom}$  (linea continua) in confronto con differenza di pressione prevista in condizioni nominali  $\Delta P_{nom} = P_{in,nom} - P_{out,nom}$  (linea tratteggiata).

Come fatto per l'analisi della valutazione probabilistica del rischio nella sezione 3.2.1, assumiamo, seguendo i requisiti NRC [Wa-995], diappare i tubi caratterizzati da cricche la cui lunghezza supera 1,52 mm al momento dell'ispezione  $t$ . Considerando il numero di tubi tappati ad ogni ciclo (Figure 12 e 13) e la relazione descritta in Equazione (13), che collega il numero di tubi tappati e la differenza di pressione che i tubi rimanenti dovranno sopportare (analogamente alla valutazione probabilistica del rischio nella Sezione 3.2.1), la differenza di pressione risultante può essere calcolata come la combinazione tra la differenza di pressione risultante dalle variazioni di carico  $W$  e la sovrappressione dovuta alla procedura di manutenzione dei tubi.

La figura 19 mostra in linea continua la differenza di pressione a cui sono sottoposti i tubi del generatore di vapore come conseguenza della variazione del carico di riferimento di Figura 17 e della procedura di manutenzione descritta in [Wa-995].

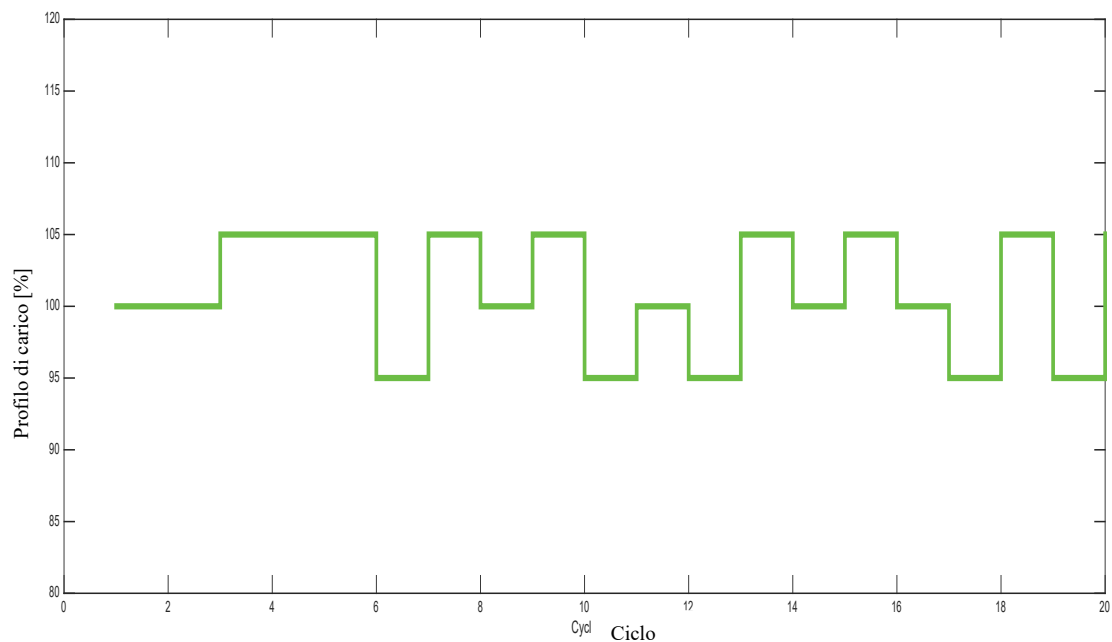


Figura 17 - Profilo di carico di riferimento lungo i 40 anni di vita dell'impianto

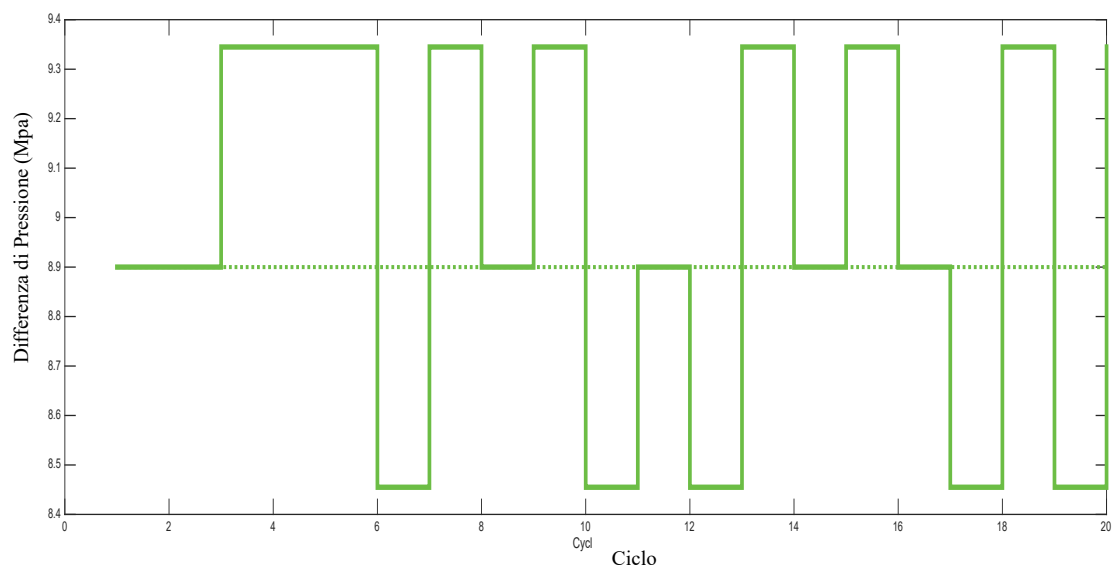


Figura 18 - Differenza di pressione a condizioni nominali  $\Delta P_{nom}$  (linea tratteggiata) e differenza di pressione  $\Delta P$  indotta della variazione del carico (linea continua) lungo i 20 cicli di vita dell'impianto



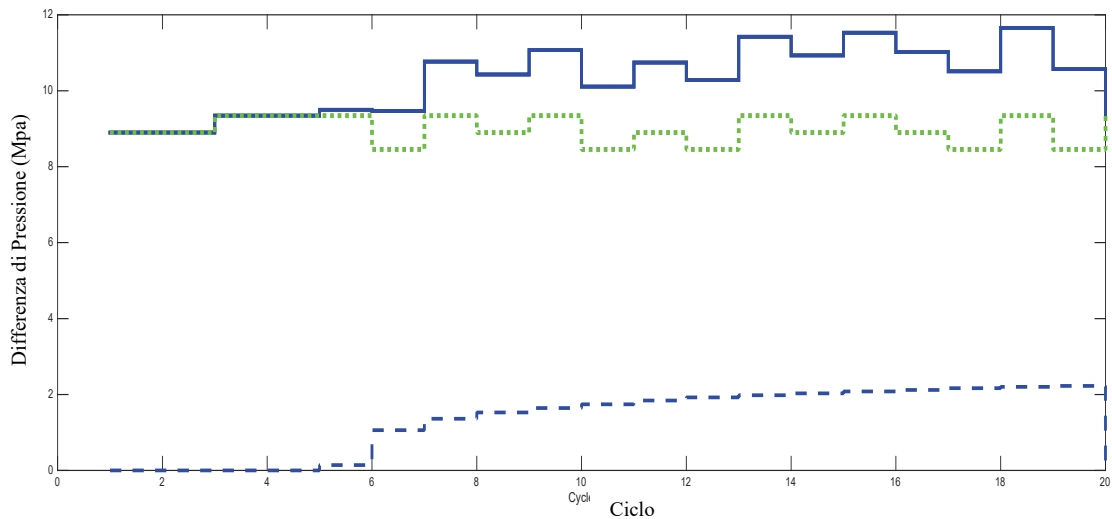


Figura 19 - Differenza di pressione indotta dalla variazione del carico (linea punteggiata), differenza di pressione indotta dalla procedura di manutenzione NRC (linea tratteggiata) e differenza di pressione complessiva esercitata sui tubi lungo i 20 cicli di vita dell'impianto (linea continua)

I requisiti NRC impongono il tappaggio dei tubi per i quali, durante un ciclo di ispezione, la lunghezza di una cricca (linea continua in Figura 20) supera la lunghezza limite (linea tratteggiata in Figura 20); in caso contrario, le cricche vengono lasciate crescere fino all'ispezione successiva, lasciando il generatore di vapore esposto al rischio di propagazione delle cricche oltre la lunghezza critica (linea tratteggiata). Questo rischio, dipendente dal profilo della differenza di pressione di Figura 18, cambia dinamicamente, come si può notare nel settimo, nono e 15esimi ciclo (linee in grassetto) nella Figura 19.

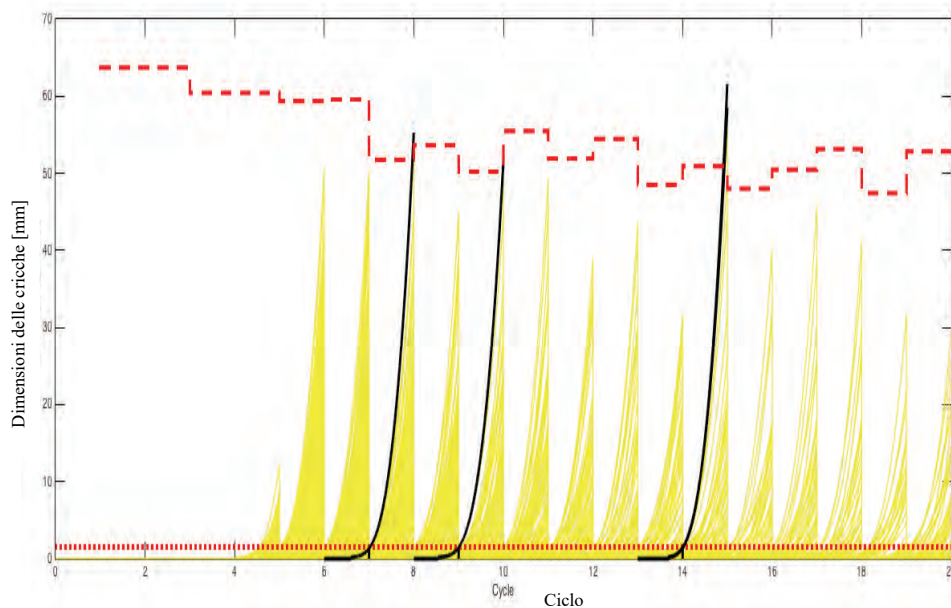


Figura 20 - Evoluzione delle cricche simulate durante la vita del generatore di vapore (linea continue); Soglia limite per il tappaggio (linea punteggiata) e la lunghezza critica di rottura acr (linea tratteggiata), che cambia dinamicamente in relazione alle variazioni di  $W$  e  $\Delta P$

- 2) Si calcoli, utilizzando la Equazione (14) e la procedura descritta per l'approccio della valutazione probabilistica del rischio, la frequenza di rottura dei tubo tra la  $t$ -esima e la  $(t+1)$ -esima ispezione. Quindi, come per l'approccio della valutazione probabilistica del rischio, supponendo i  $N_{tb}(t)$  tubi indipendenti, si calcoli la frequenza di SGTR tra la  $t$ -esima e la  $(t+1)$ -esima ispezione ovvero a  $f_{SGTR}(t) = 1 - \prod_{N_{tb}(t)}(1 - f_{TR}(t))$ .

La Figura 21 mostra le rotture dei tubi che risulterebbero dalla simulazione (rombi), la frequenza  $f_{SGTR}(t)$  ottenuta attraverso l'approccio della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” (linea continua), la frequenza SGTR calcolata con la valutazione probabilistica del rischio (linea tratteggiata) e la frequenza SGTR in una valutazione probabilistica convenzionale del rischio (linea tratteggiata). Il valore della frequenza  $f_{SGTR}(t)$  risultante dall'analisi della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” è maggiore rispetto alla frequenza  $f_{SGTR}$  calcolata con la valutazione probabilistica del rischio convenzionale durante i cicli in cui si verificano rotture di tubi, mentre è inferiore quando non si verificano rotture. Questo risultato risalta le potenzialità dell'approccio della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*”, il quale rappresenta realisticamente le condizioni del sistema, evitando risultati eccessivamente prudenti o troppo conservativi. È infine importante notare come all'aumentare del valore di  $\Delta P$  (si veda anche Figura 19), come ad esempio durante il 7°, 9°, 15° ciclo, aumenti il valore della frequenza  $f_{SGTR}(t)$  calcolata tramite della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” rispetto alla frequenza  $f_{SGTR}(t)$  risultante da una valutazione probabilistica del rischio.

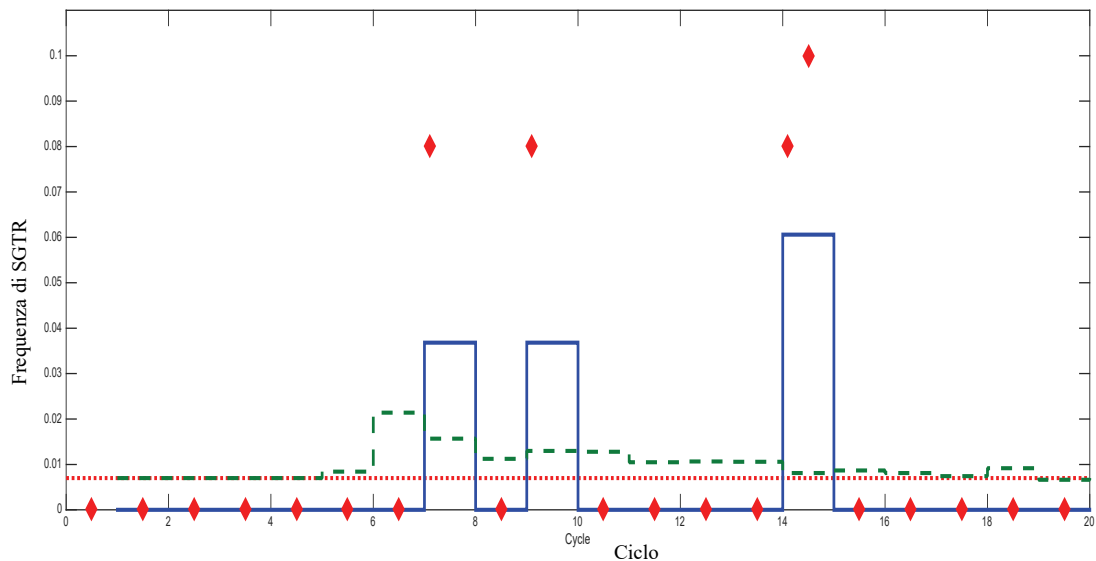


Figure 21 - Frequenza di SGTR risultante da una valutazione statica probabilistica del rischio convenzionale (linea tratteggiata), la valutazione probabilistica del rischio (linea tratteggiata), della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” (linea continua), che considera gli effetti di  $W$  e  $\Delta P$  ed il numero di rotture dei tubi raccolti durante ogni ciclo dell'impianto (rombi)

La Figura 22 mostra la variazione di CDF calcolato sulla base dei risultati ottenuti dall'analisi della

“*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*”. Il confronto con i risultati forniti da una valutazione statica probabilistica del rischio convenzionale e dalla valutazione probabilistica del rischio mostra l’inadeguatezza di questi nel considerare gli effetti delle condizioni reali del sistema.

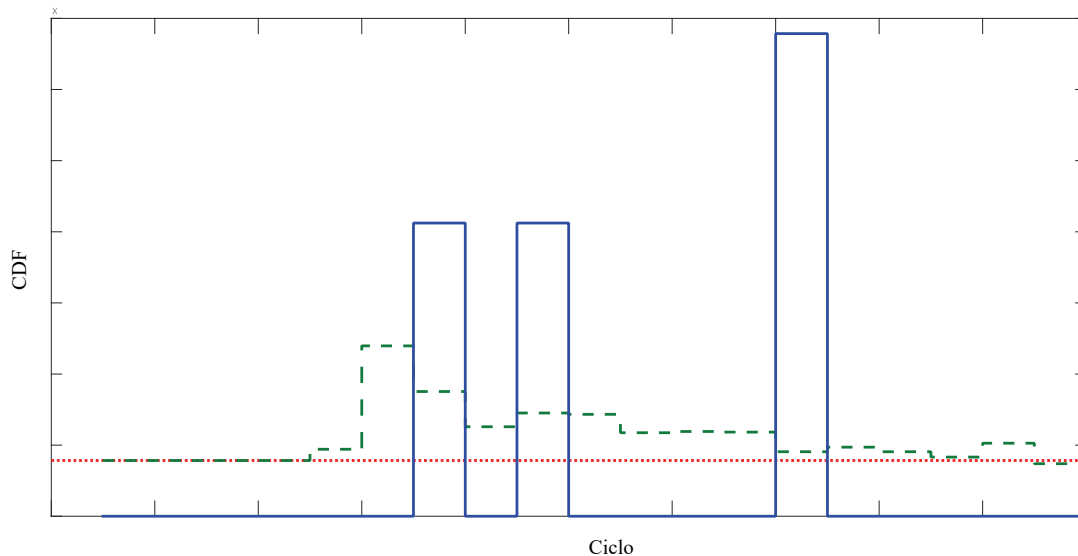


Figura 22 - Confronto tra il valore di CDF aggiornato sulla base dei risultati dell’analisi della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” (linea continua), il valore di CDF risultante da valutazione probabilistica del rischio (linea tratteggiata) e il valore di CDF ottenuto da una valutazione statica probabilistica del rischio convenzionale (linea punteggiata)

### 3.3 Ottimizzazione della strategia di manutenzione per controllare la frequenza di accadimento di SGTR

Il valore della frequenza  $f_{SGTR}(t)$  ottenuta tramite della “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” può essere utilizzato, durante la  $t$ -esima ispezione, come modello di supporto utile alla decisione diappare (o meno) i tubi che presentano cricche. In questa Sezione proponiamo una procedura di ottimizzazione della strategia di manutenzione al fine di controllare le occorrenze di potenziali SGTR attraverso l’analisi degli effetti della sovrappressione dovuta alle procedure di manutenzione, alle quali è dovuto un aumento della probabilità di rottura dei tubi.

La procedura di analisi è la seguente (descritta anche nello pseudo codice di Figura 24)

- a) Ad ogni ciclo  $t$ , si simuli l’insorgenza, la formazione e la propagazione di cricche per ognuno dei  $N_{tb}$  tubi del generatore di vapore, come descritto nella Sezione 3.2, tenendo conto delle variazioni del profilo di  $W$  e  $\Delta P$ .
- b) Alla fine di ogni ciclo  $t$ , durante l’ispezione, raccogliere le misure delle lunghezze delle cricche nei tubi che non sono stati tappati (anche se rilevate con un valore superiore a 1,52 mm). Quindi, per ogni cricca, si simulino le possibili evoluzioni stocastiche delle cricche durante il successivo ciclo  $t+1$  (basandosi sulla degradazione stocastica dei tubi descritta nella Sezione

3.2.1 e considerando le relative incertezze dei parametri del modello di propagazioni elencati nelle Tabelle 5 e 6), valutando la probabilità che durante tale ciclo la lunghezza della cricca superi la lunghezza critica di rottura  $a_{cr}$ . La Figura 23 mostra un esempio di  $N_s$  simulazioni di propagazione di una cricca (linee continue) durante un ciclo  $t$  generico. Dall'analisi di queste simulazioni è quindi possibile calcolare la distribuzione di probabilità relativa alla lunghezza della cricca alla fine del ciclo  $t+1$ , da cui può essere analizzata la probabilità che la cricca superi la lunghezza critica  $a_{cr}$ , provocando quindi un SGTR (linea tratteggiata).

- c) Si calcoli, per ogni tubo, il 99° percentile della distribuzione di probabilità della lunghezza delle cricche a fine del ciclo  $t+1$  e si tappi il tubo se questo valore supera la lunghezza critica  $a_{cr}$ . In questo modo vengono tappati i tubi che, sottoposti ai valori attesi di carico  $W$  e differenza di pressione  $\Delta P$  del ciclo in analisi, potrebbero originare un SGTR. Infine, calcola la differenza di pressione che i tubi rimanenti dovranno sostenere durante il ciclo  $t+1$ , attraverso le Equazioni (13) e (16), considerando le condizioni operative aggiornate, si simuli, come in II, l'evoluzione del degrado per ciascuno dei tubi rimanenti nel ciclo  $t+1$ .
- d) È importante sottolineare che la decisione di considerare il 99° percentile nella procedura di manutenzione è una scelta arbitraria. Il rischio di SGTR aumenterebbe abbassando la soglia della distribuzione della probabilità per la procedura di manutenzione; viceversa, l'aumento del percentile della soglia di distribuzione di probabilità per la procedura di manutenzione ridurrebbe la probabilità di SGTR. Gli autori quindi qui scelgono una procedura avversa al rischio, anziché incline al rischio, per ridurre al minimo la probabilità di guasti.

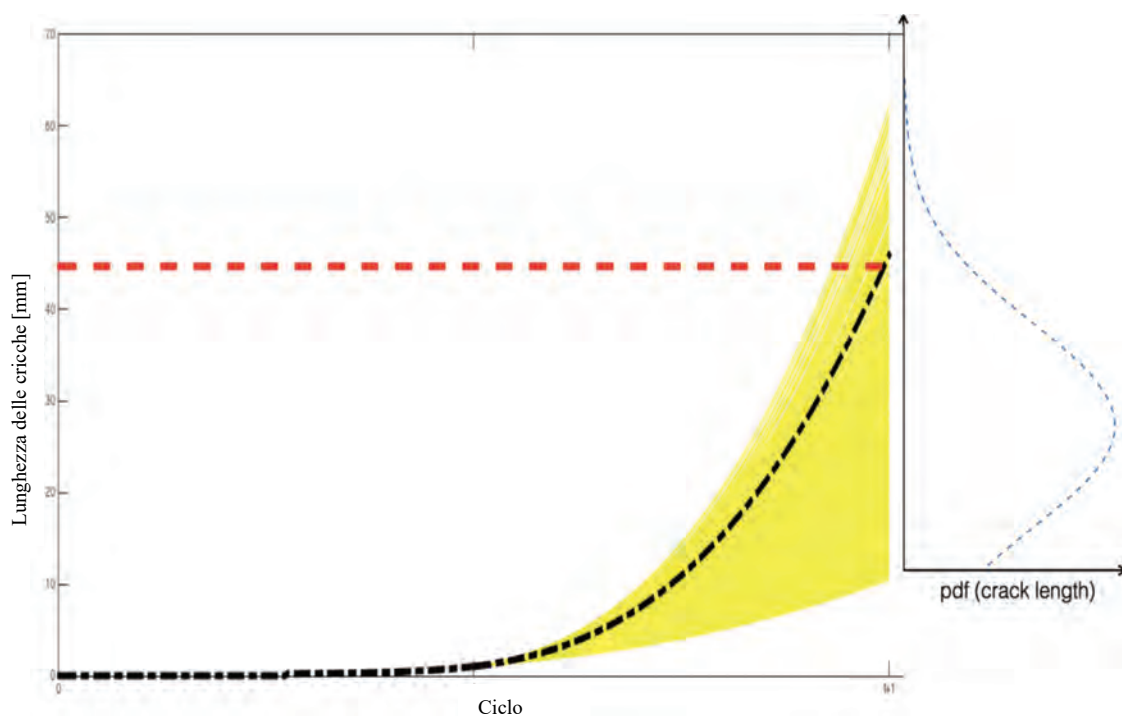


Figure 23 - Simulazioni della propagazione di una cricca durante un generico ciclo  $t+1$  (area ombreggiata), la relativa distribuzione di probabilità per la lunghezza della cricca a fine ciclo (linea tratteggiata sulla destra) e lunghezza critica  $a_{cr}$  (linea tratteggiata orizzontale)

- I. Sulla base dei risultati ottenuti in III, si calcoli la frequenza di rottura dei tubi  $\hat{f}_{TR}(t)$  tra l'ispezione  $t$  e l'ispezione  $(t+1)$  (vedi Equazione (11))

$$\hat{f}_{TR}(t) = \frac{N(t)+1/2}{T \cdot N_{tb}(t)} \quad (17)$$

la frequenza di SGTR  $\hat{f}_{SGTR}(t+1)$  con

$$\hat{f}_{SGTR}(t) = 1 - \prod_{N_{tb}(t)} (1 - \hat{f}_{TR}(t)) \quad (18)$$

- II. Al successivo ciclo  $t+1$ , ripetere il procedimento descritto in precedenza, per tutto la vita dell'impianto  $T$ , considerando la lunghezza iniziale delle cricche uguale a quelle analizzate alla fine della  $t$ -esima ispezione.

```

1. Set Cycle=1
2. Set  $N_{tb}(1)$  equal to the total number of tubes in the SG
3. Set  $P_{in,nom}$  and  $P_{out,nom}$  equal to the primary side pressure and the secondary side pressure, respectively
4. Set  $N_{tb,plugged}(1)=0$ 
5. While Cycle<20
6.   Set  $t=$ Cycle
7.   Set  $N_{tb}(t) = N_{tb}(1) - N_{tb,plugged}(t)$ 
8.   Set  $P_{in}(t) = P_{in,nom} \left( 1 + \frac{W(Cycle=t)}{W_{nom}} \right)$ 
9.   Set  $\Delta P(t) = P_{in}(t) \left( 1 + \frac{N_{tb,plugged}(t)}{N_{tb}(t)} \cdot \gamma \right) - P_{out,nom}$ 
10.  Sample the model parameters listed in Tables II and III from their distribution
11.  Sample the number of generated microcracks according to Eq. (2)
12.  Sample formation phase time from  $N \sim (9.3y, 3.2y)$ 
13.  Simulate propagation phase of cracks stochastic degradation process using Eq.s (3), (4) and (5)
14.  Inspect SG tubes at the end of the cycle: evaluate crack length  $a$ 
    For  $i=1: n_{SG\_tubes}$ 
      if  $a > 0$ 
        Simulation of crack evolution during the following cycle
        Set  $P_{in}(t+1) = P_{in,nom} \left( 1 + \frac{W(Cycle=t+1)}{W_{nom}} \right)$ 
        Set  $\Delta P(t+1) = P_{in}(t) \left( 1 + \frac{N_{tb,plugged}(t)}{N_{tb}(t)} \cdot \gamma \right) - P_{out,nom}$ 
        Calculate the failure threshold according to Eq. (6)
        for  $j=1: N_e$ 
          Set the initial crack length at the beginning of the  $t+1$ -th cycle equal to  $a$ 
          Simulate the stochastic crack propagation during the  $t+1$ -th cycle using Eq.s (3), (4) and (5)
          Evaluate the simulated crack length at the end of the  $t+1$ -th cycle  $a_e(t+1)$ 
          Set  $a\_set(j) = a_e(t+1)$ 
        end for  $j$ 
        Set  $n_p = 99$ -th percentile of the distribution of  $a\_set$ 
        if  $n_p > \text{failure threshold}$ 
          plug the tube
        else
          do not plug the tube
        end if
      end if
    end for  $i$ 
15.  Set  $N_{tb,plugged}(t)$  equal to the total number of plugged tubes
16.  Set Cycle=Cycle+1
17. end while

```

Figure 24 - Pseudo-codice relativo alla procedura di ottimizzazione della pratica di manutenzione

La Figura 25 mostra le rotture dei tubi (rombi) che si verificano (ad ogni ciclo), la frequenza  $\hat{f}_{SGTR}(t)$  ottenuta con la procedura di ottimizzazione delle manutenzioni (linea tratteggiata) e la frequenza di SGTR risultante da una valutazione statica probabilistica del rischio tradizionale (linea continua). Confrontando questo risultato con i risultati in Figura 26, che mostrano le rotture dei tubi (rombi) che si verificano e la relativa frequenza  $\hat{f}_{SGTR}(t)$  (linea tratteggiata) ottenuta applicando i requisiti NRC (linea tratteggiata), risulta importante sottolineare come, grazie all'ottimizzazione della procedura di manutenzione, siano state ridotte sia le rotture dei tubi (ridotte a zero) che della frequenza di SGTR.

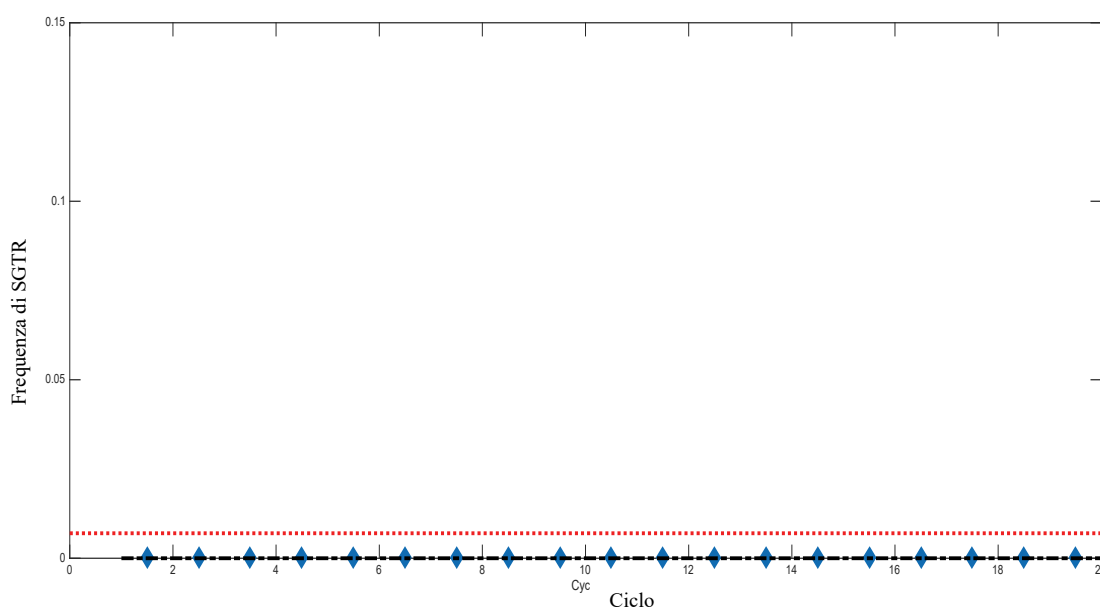


Figura 25 - Confronto tra la frequenza  $\hat{f}_{SGTR}(t)$  ottenuta con la procedura di ottimizzazione delle manutenzioni (linea tratto-punto) e la frequenza di SGTR risultante da una valutazione statica probabilistica del rischio tradizionale (linea punteggiata).

I rombi rappresentano il numero di rotture dei tubi ad ogni ciclo (assenti)

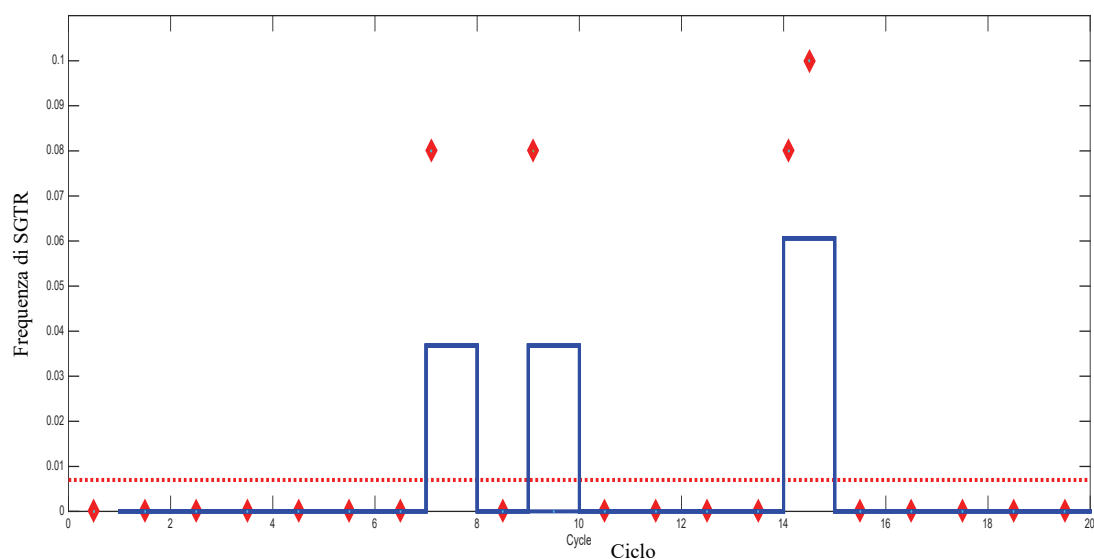


Figura 26 - Confronto tra la frequenza  $\hat{f}_{SGTR}(t)$  ottenuta applicando la procedura NRC (linea continua) e la frequenza  $\hat{f}_{SGTR}(t)$  ottenuta attraverso una valutazione statica probabilistica del rischio tradizionale (linea punteggiata). I rombi rappresentano il numero di rotture dei tubi ad ogni ciclo

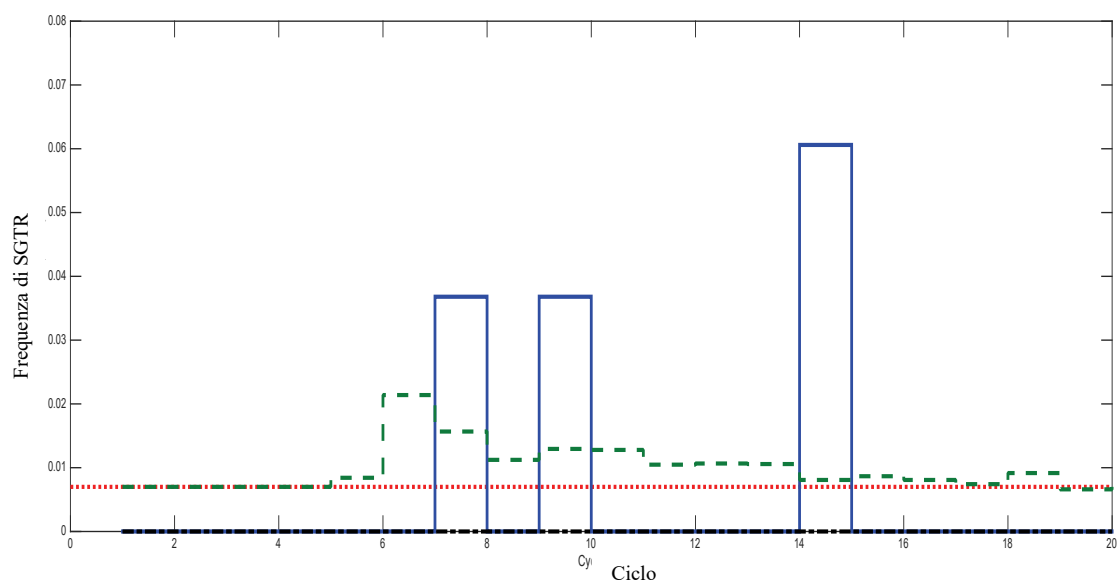


Figura 27 - Confronto tra il valore di CDF aggiornato sulla base dei risultati dell'analisi della "valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni" (linea continua), il valore di CDF risultante da valutazione probabilistica del rischio (linea tratteggiata), il valore di CDF ottenuto da una valutazione statica probabilistica del rischio convenzionale (linea punteggiata) ed il valore di CDF ottenuto tramite l'ottimizzazione della procedura di manutenzione (linea tratto-punto)

Come descritto nella procedura della "valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni", l'aggiornamento dinamico della frequenza di SGTR (Figura 25) consente di calcolare dinamicamente la CDF (Figura 27). Possiamo notare che, nonostante la



variazione delle condizioni operative indotte dalla strategia di manutenzione, la CDF risultante da questa procedura è nullo e i guasti previsti sono pari a zero.

### 3.4 Ottimizzazione delle procedure di manutenzione rispetto ai costi di manutenzione

La rottura del generatore di vapore indotta da vaiolatura può essere contrastata con WL-CC ([PW-012] (come introdotto in Sezione 3.1.2.2), mentre quella indotta da tensocorrosione con le sigillature (come evidenziato in Sezione 3.3). Queste strategie, che teoricamente impongono la ricerca di una soluzione ottimizzata che non solo controlli le frequenze di SGTR, ma anche i costi di manutenzione, possono essere applicate ad ogni tempo di ispezione  $t$ , ma ad un costo, che deve rispettare il budget disponibile  $B(t)$ . Indichiamo con  $B_c$  i fondi resi disponibili ad ogni ciclo di ispezione per la manutenzione ed il budget accumulato (complessivo) al ciclo  $t$  come  $B(t)$ . Le misure di rischio aggiornate ad ogni ispezione dalla “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” sono utilizzate per valutare il rischio dovuto ai diversi meccanismi di degrado e al fine di dare priorità alle attività di manutenzione. Sulla base delle stime di CDF relative a tensocorrosione e vaiolatura fornite dalla “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” ad ogni ispezione, l'operatore può scegliere il bilanciamento tra tappaggio e WL-CC da eseguire sui tubi del generatore di vapore, in modo da compensare i costi (fino al massimo costo accessibile  $B(t)$ ) e rischio di rotture per ogni ciclo di  $t$ . In questo lavoro, si suppone che il costo di WL-CC costi 5 volte  $B_c$  [Bu-001] e che il costo del tappaggio dipenda dal numero di tubi che devono essere tappati (se il numero di tubi tappati è inferiore a 300 tubi è uguale a  $0.2xB_c$ , altrimenti il costo è di  $0.6xB_c$ ) [Wa-995].

L'approccio, che consente di decidere l'azione di manutenzione più appropriata rispetto a  $B(t)$ , considerando simultaneamente vaiolatura e tensocorrosione, per decidere il budget più appropriato delle attività di manutenzione, consiste in quattro fasi annidate: modellazione del degrado, prioritizzazione del rischio, valutazione dei costi e processo decisionale.

Di seguito si riporta per intero la procedura di manutenzione basata sul rischio, per un'attrezzatura soggetta a due diversi meccanismi di danno.

#### **Procedura di “Manutenzione Basata sul Rischio”**

*Sono qui riportati tutti i passi da compiere per arrivare alla decisione ottimale sugli interventi manutentivi su un generatore di vapore SG, soggetto a fessurazione da tensocorrosione SCC e vaiolatura (Pitting), tenendo conto delle condizioni di esercizio e dei limiti di spesa. Ad ogni passo si fa riferimento alle equazioni ed alle definizioni introdotte nei paragrafi precedenti. Il diagramma di flusso relativo alla presente procedura è mostrato nella figura 28, che per ragioni di leggibilità è stata divisa su due pagine. A partire dal primo ciclo di ispezioni  $t=1$ , si impostino le condizioni operative che dovrebbero essere sperimentate dal generatore di vapore SG fino al ciclo successivo  $t+1$ , cioè, il numero di tubi disponibili  $N_{tb}$ , la differenza di pressione effettiva  $\Delta P$ , la chimica dell'acqua e il contenuto di fango (che influenza  $\alpha$  e  $\beta$  di Eq. 4).*

##### **a1) Modellazione dei meccanismi di deterioramento: cricche da tensocorrosione SCC**

*Si calcoli  $a_{cr}$ , (lunghezza critica per danno da microfratture vedi definizione § 3.1.2.1) secondo le condizioni operative (vedi Eq. 5);*



Si simuli la generazione di microfratture dovute a tensocorrosione, e la loro propagazione fino al ciclo  $t+1$  (Eq. 3);

Si simuli la propagazione della tensocorrosione per le cricche preesistenti fino al ciclo successivo  $t+1$  (Eq.4); si calcoli il numero di tubi  $N_p(t)$  che devono essere tappati in accordo con le procedure di manutenzione ottimizzate tramite la “valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni” descritta in [DA-018] (ovvero,appare i tubi per i quali le cricche hanno probabilità di propagarsi fino ad una lunghezza maggiore della lunghezza critica  $a_{cr}$ , con probabilità maggiore dell'1%);

si calcoli il numero di tubi  $F(t)$  con cricche che eccederebbero  $a_{cr}$  se il tappaggio non fosse effettuato e la relativa  $CDF_{SCC}(t)$ , come segue [DH-018]:

$$CDF_{SCC}(t) = f_{SGTR}(t) \times \frac{CDF_{static}}{f_{SGTR}} \quad (19)$$

Assumendo che  $N_{tb}(t)$  sia il numero di tubi disponibili al ciclo  $t$ , e che i tubi siano indipendenti, si calcoli la frequenza  $f$  di SGTR (vedi definizione §3.3) al ciclo  $t$ :

$$f_{SGTR}(t) = 1 - \prod_{N_{tb}(t)} (1 - f_{TR}(t)) \quad (20)$$

dove  $f_{TR}$  è la frequenza di rottura dei tubi tra  $I$  cicli  $t$  e  $t+1$ :

$$f_{TR}(t) = \frac{F(t) + \frac{1}{2}}{T \cdot N_{tb}(t)} \quad (21)$$

Poiché  $F(t)$  e  $N_{tb}(t)$  variano in base alla strategia di manutenzione, il valore di  $f_{TR}(t)$  deve essere aggiornato, e, di conseguenza, anche  $f_{SGTR}(t)$  varia.

#### **a2) Modellazione dei meccanismi di deterioramento: vaiolatura (pitting)**

Si definisca  $TWD_{cr}$  (vedi definizione 3.1.2.2) sulla base delle condizioni operative;

si simuli la vaiolatura (iniziazione e crescita) fino al ciclo successivo  $t+1$  (vedi Eq. 8,9,10);

si simuli la propagazione delle fessure preesistenti fino al ciclo  $t+1$  (vedi Eq. 11);

si calcoli il numero di tubi  $F(t)$  le cui fessure eccedono  $TWD_{cr}$ , nel caso in cui WL-CC (vedi definizione §3.1.2.2) non sia applicato e calcolare la relativa  $CDF_P(t)$  (vedi definizione §1), come segue:

$$CDF_P(t) = f_{SGTR}(t) \times \frac{CDF_{static}}{f_{SGTR}}$$

dove  $f_{SGTR}(t)$  è calcolata tramite le Eq. 20 e 21.

#### **b) Prioritizzazione del rischio**

Si confrontino  $CDF_{SCC}(t)$  e  $CDF_P(t)$  per la prioritizzazione del rischio:

se  $CDF_{SCC}(t) \leq CDF_{static}$  o  $CDF_P(t) \leq CDF_{static}$ , non vi è necessità diappare o applicare WL-CC, rispettivamente;

se  $CDF_{SCC}(t) \geq CDF_P(t)$  e  $CDF_{SCC}(t) > CDF_{static}$ , la priorità andrà al tappaggio per contrastare la tensocorrosione;

### c) Valutazione dei costi e decisione finale

Se  $N_{tb}(t) \geq 300$ , il costo di manutenzione da sostenere è  $C(t)=0.6B_c$  (vedi definizioni §3.3);  
 se invece  $N_{tb}(t) < 300$ , il costo di manutenzione è  $C(t) = 0.2B_c$ ;  
 si calcoli il risparmio  $S(t) = B(t)-C(t)$ , nel caso in cui si decidesse di non tappare i tubi; altrimenti, se  $S(t) \geq 5.0B_c$ , WL-CC può essere adottato.  
 Si valuti se effettuare WL-CC Se (invece)  $CDF_{SCC} < CDF_P$  e  $CDF_P > CDF_{static}$ , si dia priorità a WL-CC per contrastare la vaiolatura.  
 si fissi  $C(t)=5B_c$   
 si fissi  $S(t) = B(t)- C(t)$ , come non si effettuasse WL-CC;  
 quindi, se  $N_{tb}(t) \geq 300$  e  $S(t) \geq 0.6B_c$ , si sigillino i tubi interessati;  
 se invece  $N_{tb}(t) < 300$  e  $S(t) \geq 0.2B_c$ , si sigillino i tubi interessati.  
 Si prenda una decisione:  
 se il tappaggio ha priorità e  $B(t) \geq C(t)$ , tappa i tubi e fissa  $S(t) = B(t)- C(t)$ ;  
 se WL-CC non è mai stato effettuato in precedenza, e  $S(t) \geq 5B_c$ , adotta WL-CC, e fissa  $S(t) = S(t)- 5B_c$  e  $C(t) = C(t)+ 5B_c$ ;  
 se WL-CC ha priorità e  $B(t) \geq C(t)$  e se non si è adottato WL-CC in precedenza, allora adotta WL-CC e fissa  $S(t) = B(t)- C(t)$ ;  
 quindi, se  $N_p(t) \geq 300$  e  $S(t) \geq 0.6B_c$ , tappa I tubi e fissa  $S(t) = S(t)- 0.6B_c$  e  $C(t) = C(t)+ 0.6B_c$ .  
 altrimenti, se  $N_p(t) < 300$  e  $S(t) \geq 0.2B_c$ , si tappino i tubi, e si fissi  $S(t) = S(t)- 0.2B_c$  e  $C(t) = C(t)+ 0.2B_c$ ;  
 si noti che se il budget  $B(t)$  non è sufficiente per adottare la manutenzione, questa viene quindi posticipata al ciclo successivo, accettandone il relativo rischio. Alla fine di ogni ciclo di ispezione  $t$ , fissa  $B(t+1) = S(t)+B_c$  e  $t=t+1$  per ripetere il procedimento nel ciclo successivo, in accordo con le decisioni prese, fissando il numero di tubi disponibili  $N_{tb}$  (come in Equazione 23) se il tappaggio non è stato effettuato.

$$N_{tb}(t + 1) = N_{tb}(t) - N_p(t) \quad (23)$$

dove  $N_p(t)$  è il numero di tubi tappati.

La differenza di pressione  $\Delta P$  (come in Eq. 24) nel caso di adozione della procedura di tappaggio è

$$\Delta P(t + 1) = P_{in} \left( 1 + \frac{N_p(t)}{N_{tb}(t)} \times 0.4 \right) P_{out,nom} \quad (24)$$

Si calcoli il numero di fessure dovute a vaiolatura, sulla base delle procedure di manutenzione effettuate, che influenzano  $\alpha$  e  $\beta$  delle equazioni 8 e 9 (se WL-CC non viene adottato).

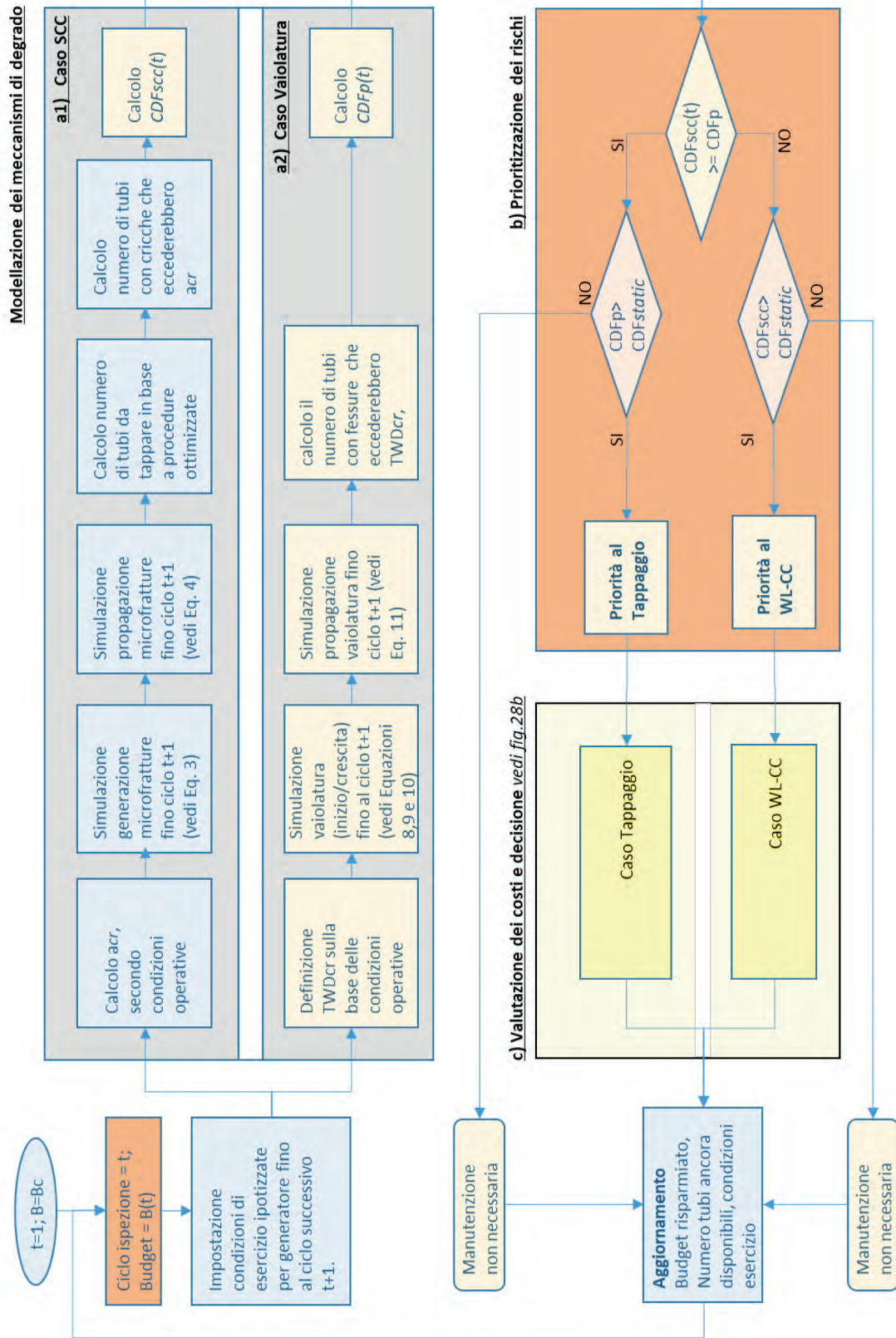


Figura 28 a: diagramma di flusso della strategia di decisione sulla manutenzione basata sui rischi

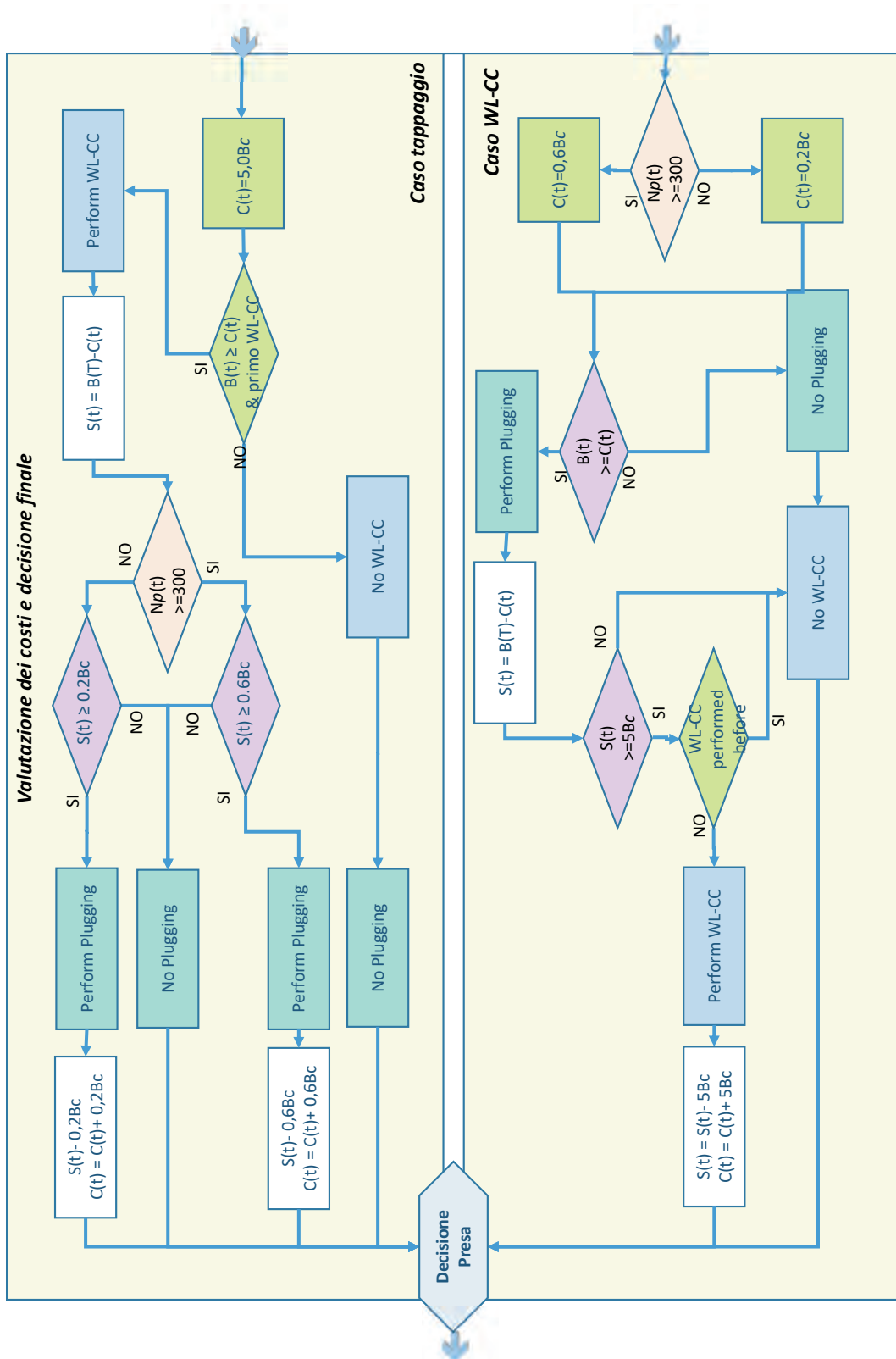


Figura 28 b: diagramma di flusso della strategia di decisione sulla manutenzione basata sui rischi (dettaglio)

### 3.5 Caso studio

Si consideri il generatore di vapore dell'impianto nucleare Zion con le proprietà descritte nella Sezione 3.1.1. Come descritto nella sezione 3 ad ogni ciclo, (tempo di ispezione)  $t$ , partendo da  $t = 1$ , con le condizioni operative del generatore di vapore nelle tabelle 4 e 5, vengono impostate le soglie di guasto di  $a_{cr}$  e  $TWD_{cr}$ . La generazione di microfrazture e la loro progressione di crescita sono simulate fino al ciclo successivo  $t + 1$  per tenso corrosione. Allo stesso tempo, il processo di vaiolatura e la crescita stocastica delle cricche viene simulata stocasticamente fino al ciclo  $t + 1$ . Le stime CDF ottenute ad ogni ciclo di ispezione, sono riportate nella Figura 29: la linea in grassetto continuo indica la  $CDF_{SCC}(t)$  stimata e la linea tratteggiata indica  $CDF_P(t)$ . Per confronto, la  $CDF_{static}$  viene tracciata nella linea tratteggiata. I valori di  $CDF_{SCC}(t)$  e  $CDF_P(t)$  vengono calcolati per ciascun ciclo e confrontati per decidere la priorità tra sigillatura dei tubi e WL-CC, e i costi associati, per contrastare il degrado più pericoloso nel rispetto dei vincoli di budget. Va notato che il valore di  $CDF_{SCC}(t)$  aumenta nel tempo fino al settimo ciclo per poi diminuire fino a raggiungere un valore quasi costante agli ultimi cicli. Il motivo di questa tendenza è principalmente dovuto al fatto che la probabilità di insorgenza di cricche si riduce nel tempo e inoltre a causa del mantenimento in cicli precedenti ci sono meno tubi con SCC che possono rischiare l'integrità dello SG.

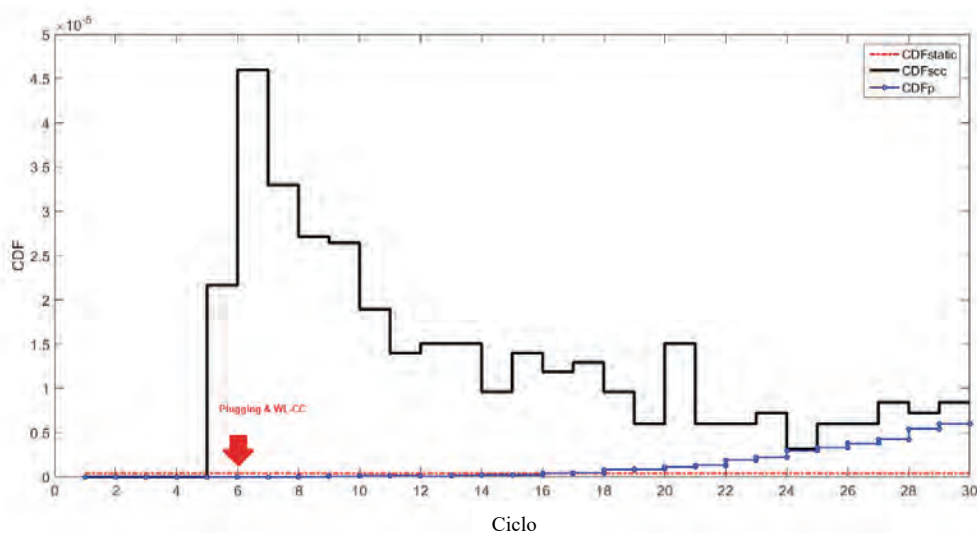


Figura 29 - CDF stimata con la “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” con l’obiettivo di dare priorità alla manutenzione

Si noti anche che dal ciclo di ispezione  $t = 1$  al ciclo  $t = 4$ ,  $CDF_{SCC}(t) < CDF_{static}$  e  $CDF_P(t) < CDF_{static}$ ; pertanto non è necessario eseguire alcuna manutenzione. D’altra parte, al tempo di ispezione  $t = 5$ ,  $CDF_{SCC}(t) > CDF_P(t)$ , il che rende il tappaggio la manutenzione prioritaria per contrastare la tenso corrosione. Al ciclo  $t = 6$ , il tappaggio è ancora l’attività di manutenzione preferita, ma poiché il budget  $B$  disponibile  $B(t = 6) = 5.8 B_c$  è sufficiente sia per tappare i tubi che per eseguire WL-CC (costo  $C(t = 6) = 5.2 B_c$ ), vengono eseguite entrambe le attività di manutenzione, riducendo il risparmio a  $S(t = 6) = 0,6 B_c$  come mostrato in Figura 30 dove vengono visualizzati il costo totale di manutenzione per ogni ciclo  $C(t)$  (linea continua), il risparmio cumulativo  $S(t)$  accumulato fino al

ciclo corrente  $t$  (linea tratteggiata) e viene mostrato il budget disponibile per ogni ciclo  $B(t)$  (linea tratteggiata). In ogni ciclo successivo viene eseguito il tappaggio.

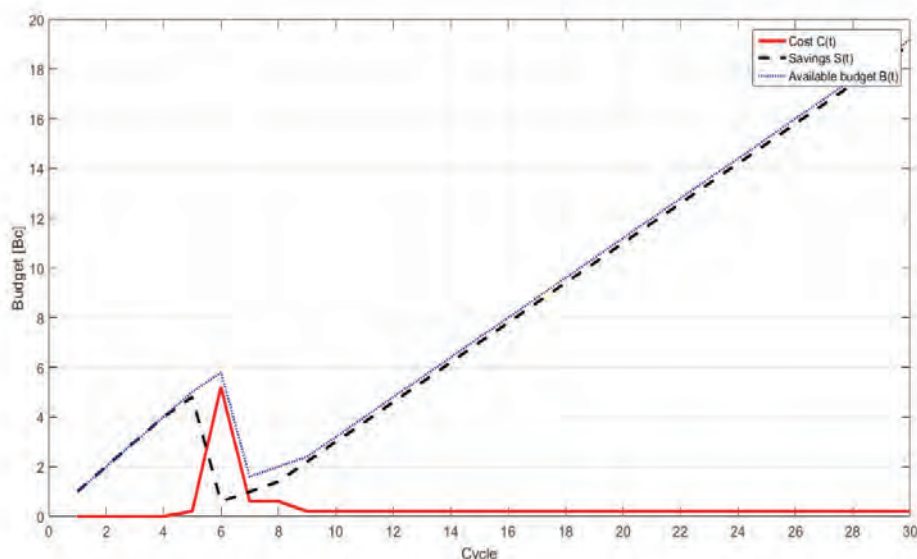


Figura 30 - Confronto del costo totale di manutenzione per ogni ciclo  $C(t)$  (linea continua), il risparmio accumulato dai cicli precedenti  $S(t)$  (linea tratteggiata) e il budget disponibile per ogni ciclo  $B(t)$

La Figura 32 mostra  $CDF_{MD,SCC}$  risultante da tensocorrosione (linea tratteggiata con incroci) e  $CDF_{MD,P}$  (linea tratteggiata) risultante da vaiolatura in seguito all'applicazione della manutenzione ottimale ad ogni ciclo  $t$  e le confronta con le tradizionali  $CDF_{static}$  (linea tratteggiata tratteggiata),  $CDF_{NRC,SCC}$  (linea continua), che risulterebbero dall'applicazione delle linee guida NRC per il collegamento (ovvero superando la lunghezza della fessura di 1,52 mm in caso di SCC) e  $CDF_{NRC,P}$  (linea continua con cerchi) risultante dall'esecuzione di un WL-CC nella vita dell'SG al ciclo 15. Si può vedere che:

- i)  $CDF_{MD,SCC}$  è pari a zero in tutti i cicli grazie all'implementazione del tappaggio che non consente mai di raggiungere la soglia di fallimento acro;
- ii)  $CDF_{MD,P}$  inizialmente aumenta e, quindi, diminuisce al ciclo 11 grazie al WL-CC eseguito al 6° ciclo;
- iii) l'effetto positivo di WL-CC al 15 ° ciclo per il metodo NRC è visibile in  $CDF_{NRC,P}$ , dopo il 20esimo ciclo;
- iv)  $CDF_{NRC,P}$  e  $CDF_{NRC,SCC}$  sono più grandi di  $CDF_{static}$ , poiché sono le misure realistiche del rischio sono aggiornate secondo le condizioni dell'impianto dopo ogni ciclo di ispezione;
- v) per tensocorrosione, i valori di  $CDF_{MD,SCC}$  con la manutenzione eseguita in base ai risultati della "valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni" sono sempre inferiori al valore corrispondente di  $CDF_{NRC,SCC}$ , dove la manutenzione segue le raccomandazioni NRC;
- vi) per vaiolatura,  $CDF_{MD,P}$  è sempre inferiore al suo valore corrispondente  $CDF_{NRC,P}$ , fino al 25esimo ciclo, e quasi uguale ad esso nei cicli successivi.

Queste evidenze mostrano gli effetti benefici della struttura di "valutazione probabilistica del



*rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” proposta per il processo decisionale in materia di manutenzione.

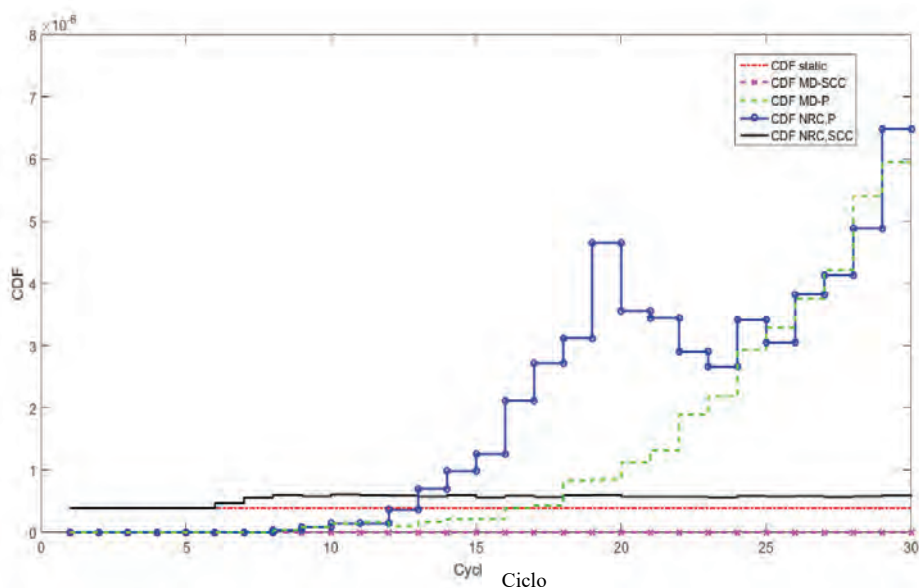


Figure 32 - Confronto tra CDF per meccanismi di degradazione multipli con diverse strategie di manutenzione

La Figura 33 mostra la CDF cumulativa quando sia vaiolatura che tensocorrosione sono considerati eventi iniziatori per SGTR e le procedure NRC (NUREG/CR-6365, 1996) (linea continua) o decisioni di manutenzione guidate dalla *“valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni”* (linea tratteggiata) sono seguite. La metodologia proposta controlla meglio l’escalation di CDF man mano che l’impianto nucleare invecchia ( $CDF_{NRC}$  è più grande di  $CDF_{MD}$ ). Va inoltre notato che la  $CDF_{NRC}$  cambia in modo dinamico e in generale è maggiore di  $CDF_{static}$  (linea rossa tratteggiata), poiché la CDF è stimata con le condizioni dell’impianto aggiornate. Come precedentemente mostrato in [DA-018], le misure di rischio sono sottostimate dal metodo statico tradizionale (cioè  $CDF_{static}$ ).

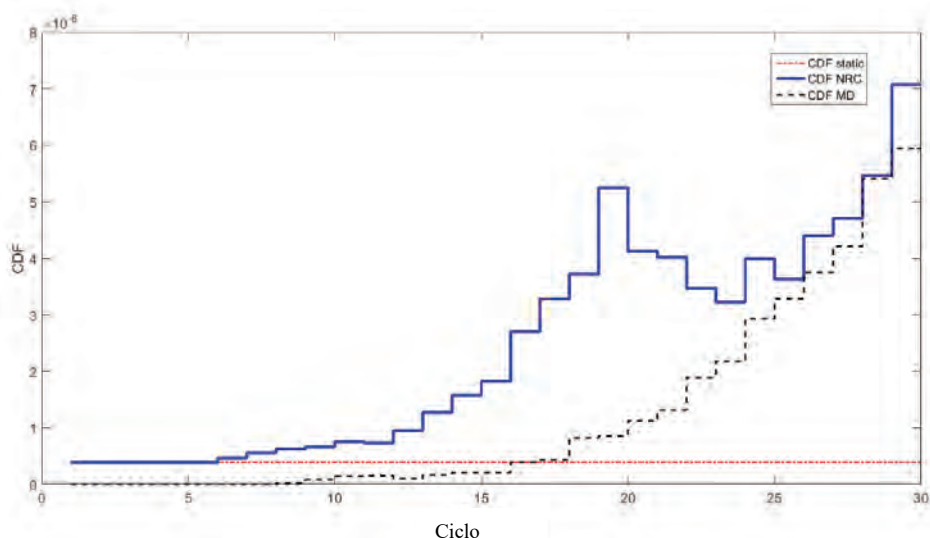


Figura 33 - Confronto tra CDF stimata seguendo la procedura NRC (linea continua) e CDF aggiornata secondo la “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” (linea tratteggiata)

Inoltre, siccome le linee guida NRC (NUREG / CR-6365, 1996) raccomandano: i) il tappaggio dei tubi quando le fessure superano la soglia di fallimento per entrambi i meccanismi di degradazione di vaiolatura e tensocorrosione e ii) si raccomanda almeno un WL-CC durante la vita del generatore di vapore (qui impostato per essere eseguito al ciclo 15); il vantaggio della metodologia proposta rispetto al metodo NRC convenzionale, in termini di costi, è mostrato nella Figura 34, dove l'applicazione del metodo NRC fornisce un costo totale di mantenimento cumulativo del 65% più alto alla fine della vita dell'impianto  $\sum_{t=1}^{30} C(t)$  rispetto alla nostra metodologia di manutenzione proposta. Pertanto, il metodo proposto non solo comporta un rischio inferiore rispetto al requisito NRC (vedere la Figura 33), ma anche un costo inferiore.

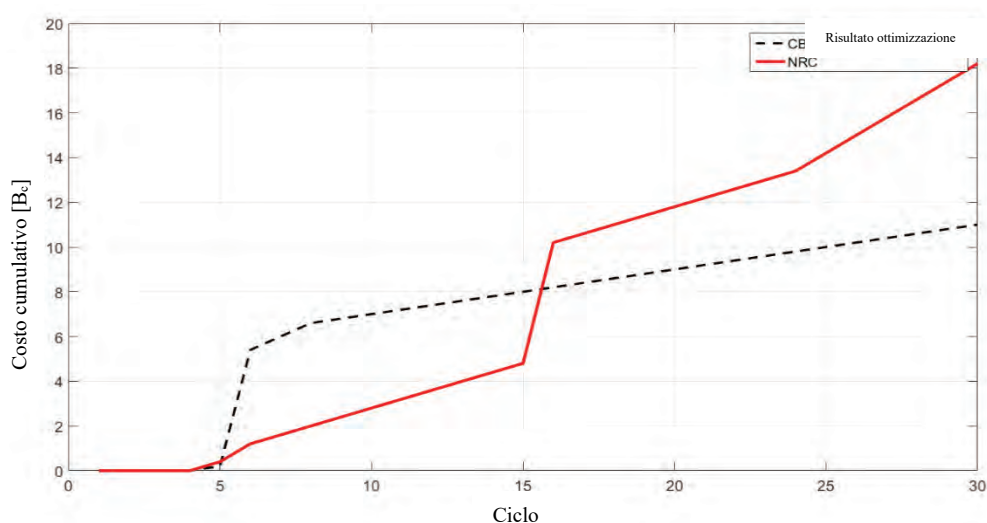


Figure 34 - Confronto tra il costo cumulativo della manutenzione seguendo “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” e l'applicazione dei regolamenti NRC



### 3.6 Analisi di sensitività

In questa Sezione analizziamo gli effetti delle diverse ipotesi del modello dei costi schematizzato nella Tabella 7.

Tabella 7. Diversi tipi di ipotesi

Tipo di Manutenzione	Costi minimi	Costi medi	Costi massimi
WL-CC	$5.0 B_c$	$7.5 B_c$	$10.0 B_c$
Tappaggio di 300 o più tubi in un ciclo	$0.6 B_c$	$0.8 B_c$	$1.0 B_c$
Tappaggio di meno di 300 tubi in un ciclo	$0.2 B_c$	$0.35 B_c$	$0.5 B_c$

Una combinazione di 27 possibili modelli di costo viene generata e utilizzata come ipotesi nell'ambito del processo decisionale in materia di manutenzione descritto nella Sezione 3.

La Figura 35 mostra il costo della manutenzione per i 27 casi. La figura mostra il rapporto tra il costo cumulativo al ciclo  $t$  ( $\sum_{i=1}^t C(i)$ ) ed il bilancio complessivo al ciclo  $t$  ( $B_c \times \sum_{i=1}^t i$ ). In generale, si può vedere che prima viene eseguito il WL-CC, minore è la probabilità di fallimento SGTR a causa della vaiolatura, sebbene il WL-CC sia accessibile solo per 6 dei 27 modelli di costo per il ciclo 6 (cioè, quelli con costi WL-CC più bassi pari a  $5,0 B_c$  (linee continue)). In particolare, come mostrato nella Figura 35, per due casi WL-CC è accessibile al ciclo 7 (linee con rombi), per un caso al ciclo 9 (linee cerchiare verdi), continuando a rimandarlo (linee tratteggiate), ciclo per ciclo, fino al caso più costoso in cui il WL-CC può essere eseguito solo al ciclo 18 (linea con croci).

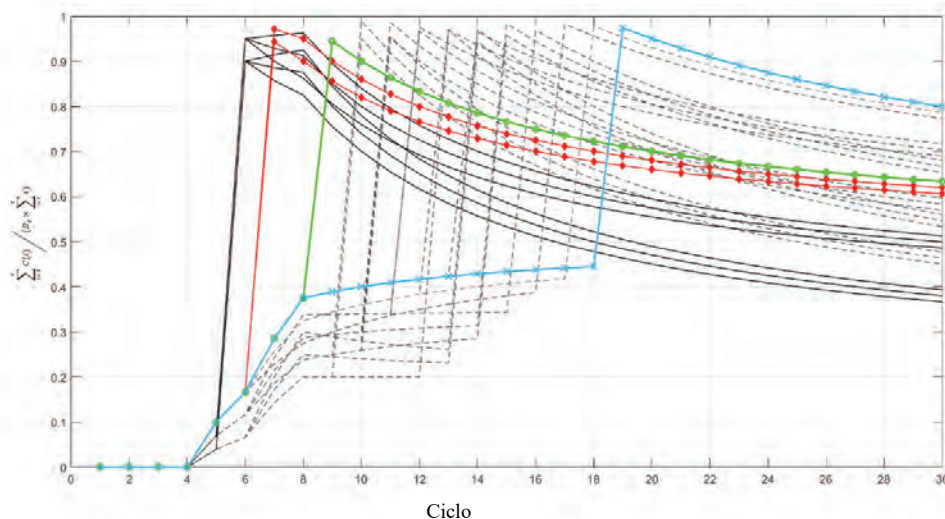


Figura 35 - Rapporto tra il costo di manutenzione cumulativo di ciascun ciclo  $t$  e il bilancio complessivo di ciascun ciclo  $t$ , per 27 scenari di costo

I valori di  $CDF_{MD,P}$  per diversi scenari di costo della Figura 35 sono illustrati nella Figura 36 utilizzando gli stessi stili di linea in entrambe le figure. Gli scenari di costo più economici sono relativi ai sei casi in cui WL-CC viene eseguita al ciclo 6 (la linea continua rappresenta lo scenario con  $CDF_{MD,P}$  minore). Nei restanti casi, poiché WL-CC è rinviato a causa della carenza di finanziamenti, il generatore di vapore è esposta ad un aumento degli scenari SGTR dovuti a

violatura e, di conseguenza, la  $CDF_{MD,P}$  aumenta come mostrato nella Figura 36: la linea diamantata rappresenta il primi due scenari più economici, la linea a cerchi rappresenta il terzo più economico e, infine, la riga incrociata rappresenta lo scenario a costo più alto, che ha anche la più alta  $CDF_{MD,P}$ .

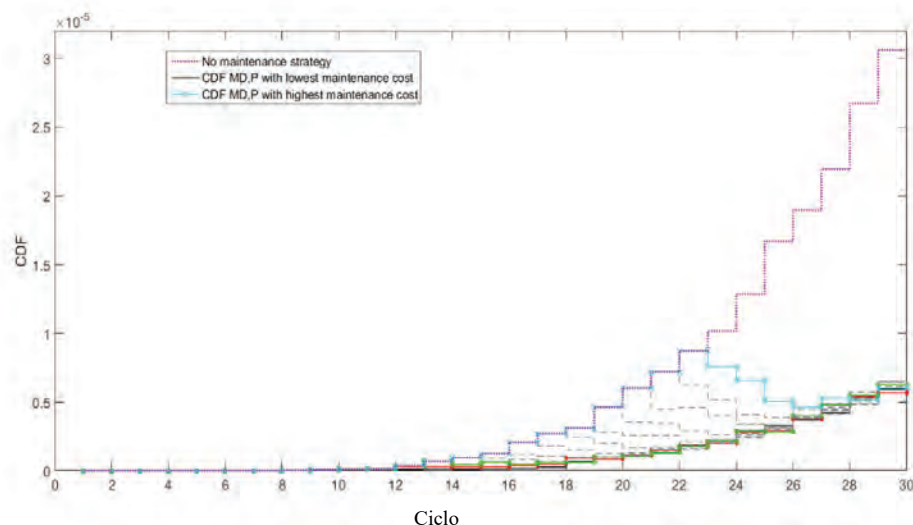


Figura 36 - Valori di  $CDF_{MD,P}$  risultanti da 27 scenari di costi di manutenzione

La Figura 37 confronta il costo della manutenzione NRC (linee continue) con quello del metodo da noi proposto (linee tratteggiate) nei 27 diversi scenari di costo, in termini di rapporto tra il costo cumulativo al ciclo  $t$  ( $\sum_{i=1}^t C(i)$ ) ed il bilancio complessivo al ciclo  $t$  ( $B_c \times \sum_{i=1}^t i$ ). Come si può vedere, in 12 casi su 27 la manutenzione NRC non è conveniente perché il budget disponibile (linea tratteggiata) viene superato. Al contrario, la metodologia proposta gestisce i costi di manutenzione in tutti i possibili scenari di costo.

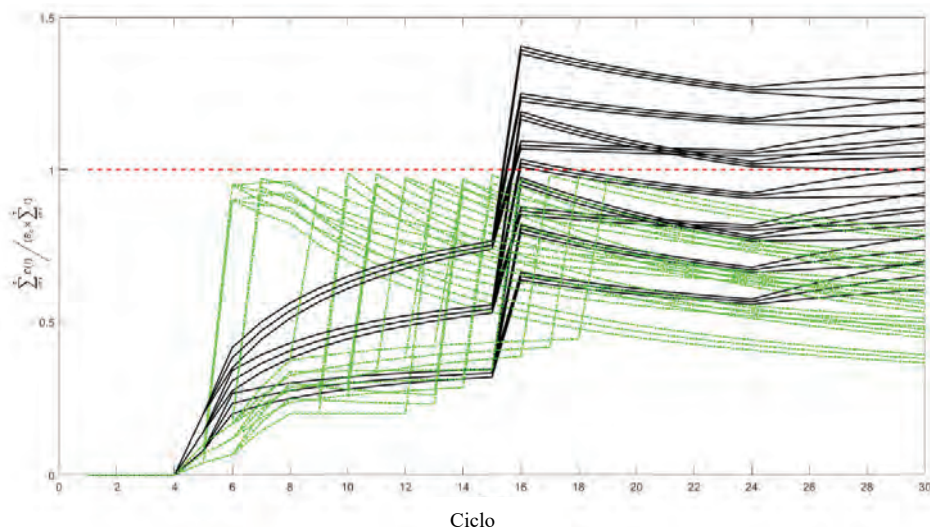


Figura 37 - Rapporto tra il costo di mantenimento cumulativo per ciascun ciclo  $t$  ed il bilancio complessivo per ciascun ciclo  $t$ , per 27 scenari di costo che utilizzano la manutenzione basata sulla “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” (linee tratteggiate) ed il metodo NRC (linee continue). La linea tratteggiata è la soglia quando i costi superano il budget

La Figura 38 mostra la CDF cumulativa di vaiolatura e tensocorrosione. Solo 3 casi su 27 di costi di manutenzione, molto onerosi (linea incrociata e due linee tratteggiate), producono valori di CDF più elevati rispetto alla manutenzione guidata NRC (linea tratteggiata), ma quest'ultima non è accessibile (Figura 17). In tutti gli altri casi, il totale della CDF è inferiore al valore NRC.

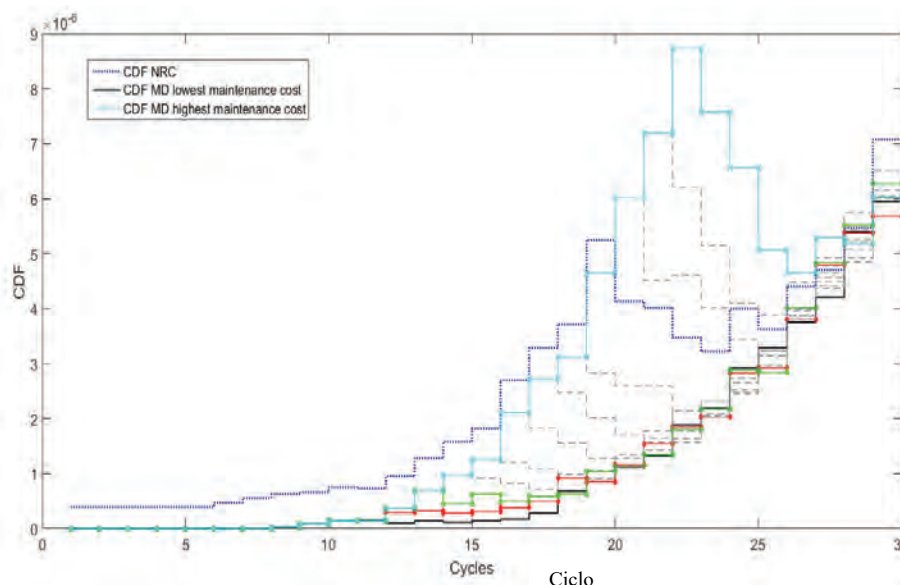


Figura 38 - Confronto dei valori CDF della procedura NRC con quelli risultanti dalle manutenzioni guidate dalla “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” in diversi scenari di costo

#### 4 Conclusioni

In questo lavoro, il monitoraggio delle condizioni è integrato nel quadro sistematico della valutazione statica probabilistica del rischio per l'aggiornamento delle probabilità di incidenti e la stima delle loro conseguenze sulla base degli stati di degrado. Ciò consente di definire in modo dinamico i rischi che incidono sulla gestione degli asset del ciclo di vita di un impianto a breve, medio e lungo termine ed inoltre ad una gestione proattiva degli stessi, consentendo ai decisori di prendere decisioni in tempo reale sulla strategia di manutenzione ottimale per prevenire incidenti e bilanciare le spese di manutenzione.

Per dimostrare le potenzialità della metodologia, è stato mostrato come poter costruire un modello stocastico del degrado di un componente e come poter utilizzare tale modello per una “*valutazione probabilistica del rischio di rottura con monitoraggio delle condizioni*” ed informare le decisioni di manutenzione (tappaggio e WL-CC). Un caso studio relativo ad uno SG potenzialmente soggetto a scorrimento viscoso è stato descritto per mostrare come poter costruire un modello stocastico del degrado di un componente, mentre per mostrare l'applicazione dell'approccio per il controllo del rischio si è considerato uno SGTR indotto da molteplici meccanismi di degrado, cioè tensocorrosione e vaiolatura.

Sulla base dei risultati delle applicazioni si può concludere che le metodologie proposte possono non solo ridurre significativamente il rischio di di componenti soggetti a degrado ma anche ridurre i costi di manutenzione, se le misure NdT sono efficacemente utilizzate per condurre l'analisi di rischio.

## Riferimenti bibliografici

[AD-011] Artenio, E. Delle Site, C. Quaresima, P. “Il ruolo delle PND nella valutazione di vita consumata di attrezzature in pressione soggette a scorrimento viscoso”, AIPnD - PnD Congresso 2011 Oct 26-28, Florence, Italy.

[DA-011] Delle Site, C. Artenio, E. “ENOS: un programma di calcolo integrato per la valutazione della vita consumata a scorrimento visco”, Cassino (FR), Italia, 13-15 Giugno 2011; ISBN 978-88-95940-36-6.

[PS-013] D.P. Rao Palaparti. Isaac Samuel, B.K.Choudhary, M.D.Mathew, Creep Properties of Grade 91 Steel Steam Generator Tube at 923K, Procedia Engineering, Volume 55, 2013, 70-77.

[LM-954] Larson, F.R. Miller, J. 1952. A time-temperature relationship for rupture and creep stresses. Trans. ASME, 74, pp.765-775.

[MH-968] Manson, S.S. Haferd, A.M. 1968. Time-temperature parameters for creep-rupture analysis. Metals Park, OH, ASME.

[MG-956] Monkman, N.J. Grant, F.C. 1956. Proc. ASM, 56, p. 593.

[PM-995] Penny, R. K. , Marriott, D.L. 1995. Design for creep- 2th edition. London: Chapman.

[Pi-994] Pink, E. 1994. Physical significance and reliability of Larson–Miller and Manson–Haferd parameters. Materials science and technology, 10(4), 340-346. ISBN 0 412 59040 9.

[Ho-016] Holmström, S. 2016. Defining a negligible creep temperature curve for Gr. 91 steel. International Journal of Pressure Vessels and Piping, 146, pp.198-202.

[NI-007] NIMS Atlas of creep deformation property. No. D-1, Creep deformation properties of 9Cr1MoVNb steel for boiler and heat exchangers, 2007.

[Al-013] Aldemir, T. 2013. “A survey of dynamic methodologies for probabilistic safety assessment of nuclear power plant”, Annals of Nuclear Energy, vol. 52, February 2013, 113–124.

[CM-013] Chatterjee, K. and Modarres, M. “A Probabilistic Physics of Failure Approach to Prediction of Steam Generator Tube Rupture Frequency”, ANS PSA 2011 International Topical Meeting on Probabilistic Safety Assessment and Analysis, Wilmington, NC, March 13-17, 2011.

[CM-995] Cizelj, L. and Mavko, B. 1995. “Propagation of stress corrosion cracks in steam generator tubes”, International Journal of Pressure Vessels and Piping 63(1), 1995, 35-43.

[IA-994] “Advances in reliability analysis and probabilistic safety assessment for nuclear power reactors”, IAEA-TECDOC-737, International Agency for Atomic Energy, Vienna.

[IA-999] “Living probabilistic safety assessment (LPSA)”, IAEA, IAEA-TECDOC-1106, International Agency for Atomic Energy, Vienna.

[IA-006] “PSA, Living PSA and Risk Monitoring, Key Differences and Conversion”, International Atomic Energy Agency, Vienna (Austria), Div. of Technical Co-operation Programmes; Workshop on PSA applications, Sofia (Bulgaria) Proceedings 161-172.

[JH-994] Johanson, G. and Holmberg, J. 1994 “Safety Evaluation by Living Probabilistic Safety Assessment. Swedish Nuclear Power Inspectorate”, TemaNord 1994:614, Copenhagen.

[JS-015] Johnson, N. and Schroeder, J.A. “Initiating Event Rates at U.S. Nuclear Power Plants: 1988-2015,” INL/EXT-16-39534, Idaho National Laboratory, May 2016.

[JU-014] Jun, Y., Ming, Y., Yoshikawa, H., and Fangqing, H. 2014. “Development of a risk monitoring system for nuclear power plants based on GO-FLOW methodology”, Nuclear Engineering and Design vol. 278, 2014, p. 255-267.

[KL-014] Kim, S.H. Lee, J.K. Park, H. Kim, Y.S. Chang, G. 2015. “Reliability Data Update Using Condition Monitoring And Prognostics In Probabilistic Safety Assessment”, Nuclear Engineering and Technology vol. 47, Issue 2, 204–221.

[Le-013] Lewandowski, R. 2013. “Incorporation of Corrosion Mechanisms into a State-dependent Probabilistic Risk Assessment”, The Ohio State University, Ohio.

[LD-016] Lewandowski, R. Denning, T. Aldemir, Zhang, J. 2016. “Implementation of condition-dependent probabilistic risk assessment using surveillance data on passive components”, Annals of Nuclear Energy 87, 690 - 760.

[NK-991] Nakai, R., Kani.Y. 1991. “A Living PSA system LIPSAS for an LMFBR”, International symposium on the use of probabilistic safety assessment for operational safety, Vienna (Austria); 3-7 Jun 1991.

[NE-999] “State of Living PSA and Future Development”, NEA, NEA/CSNI/R, France.

[NU-996] “Steam Generator Tube Failures”, U.S National Regulatory Commission, NUREG/CR-6365, Washington D.C.

[NU-998] “Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants: 1987e1995”, U.S National Regulatory Commission , NUREG/CR-5750, Washington D.C.

[Wa-995] Wade, K.C. 1995. “Steam generator degradation and its impact on continued operation of pressurized water reactors in the United States”. Energy Information Administration/Electric Power Monthly, NRC.



[Ob-014] Obrutsky, J., Renaud, L. and Lakhan, . “Overview of Steam Generator Tube- Inspection Technology,” CINDE Journal, V. 35(2), 2014.

[PA-015] Poghosyan, S. and Amirjanyan, A. 2015 “Risk-informed Prioritization of Modernization Activities Using Ageing PSA”, Nuclear Engineering and Technology, vol 47, Issue 2, March 2015, 204–21.

[VP-015] Varde, ] P.V. and Pecht. M.G. 2015. “Role of prognostics in support of integrated risk-based engineering in nuclear power plant safety”, Nuclear Engineering and Technology, vol. 47, Issue 2, March 2015, 204–211.

[Zi-007] Zio, E. 2007. “An Introduction to the Basics of Reliability and Risk Analysis”, World Scientific Publishing Co. Re. Ltd.

[Zi-009] Zio, E. 2009. “Computational Methods for Reliability and Risk Analysis”, World Scientific Publishing Co. Re. Ltd..

[Zi-016] Zio, E. 2016. “Some Challenges and Opportunities in Reliability Engineering”, IEEE Transactions on Reliability, vol. 65, Issue: 4.

[Zu-011] Zubair, Z. Zhang and S.U. Khan. 2011. “A methodology for Living Probabilistic Safety Assessment (LPSA) based on Advanced Control Room Operator Support System (ACROSS)”, Annals of Nuclear Energy vol. 38, Issue 6, 1351–1355.

[AS-009] ASME, 2009. Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications, New York: American Society of Mechanical Engineers.

[Bu-001] Burgmayer, P. R., 2001. Method of sludge removal in pressurized water nuclear reactors. Patent No. WO2001011935 A2.

[Da-008] Datla, S. V., Jyrkama, M. I. and Pandey, M. D., 2008. Probabilistic modelling of steam generator tube pitting corrosion. Nuclear Engineering and Design, Volume 238, p. 1771–1778.

[DA-018] Di Maio, F., Antonello, F. and Zio, E., 2018. Condition-based probabilistic safety assessment of a spontaneous steam generator tube rupture accident scenario. Nuclear Engineering and Design, Volume 326, 41-54.

[DH-018] Di Maio, F. Hoseyni, S. Zio, E. “Stima adattativa del rischio di rottura di componenti in pressione soggetti a creep con un approccio probabilistico”, SAFAP 2018 - Sicurezza ed affidabilità delle attrezzature a pressione, 28-29 Novembre, Bologna.

[Di-999] Diercks, D., Shack, W. and Muscara, J., 1999. Overview of steam generator tube degradation and integrity issues. Nuclear Engineering and Design, Volume 194, p. 19–30.

[EP-996] EPRI, 1996. Steam Generator Reference Book, Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute.

[EP-003] EPRI, 2003. Steam Generator Degradation Database (SGDD), Version 5.0, Palo Alto, CA.: Electric Power Research Institute (EPRI).

[Ho-999] Hong, H. P., 1999. Application of the stochastic process to pitting corrosion. *Corrosion* 55.1, 55(1), 10-16.

[IA-006] IAEA, 2006. Integrated approach to optimize operation and maintenance costs for operating nuclear power plants (IAEA-TECDOC-1509), Vienna, Austria: International Atomic Energy Agency.

[IA-017] IAEA, 2017. Handbook on Ageing Management for Nuclear Power Plants, Vienna: International Atomic Energy Agency.

[Is-008] Ishihara, S., Nan, Z.Y., McEvily, A.J., Goshima, T., Sunada, S., 2008. On the initiation and growth behavior of corrosion pits during corrosion fatigue process of industrial pure aluminum. *International Journal of Fatigue*, 30(9), 1659-1668.

[KK-018] Kim, H., Kim, J. and Heo, G., 2018. Failure rate updates using condition-based prognostics in probabilistic safety assessments. *Reliability Engineering & System Safety*, Volume 175, 225-233.

[Lu-016] Luo, L., Huang, Y., ShuoWeng and Xuan, F.-Z., 2016. Mechanism-related modelling of pit evaluation in the CrNiMoV steel in simulated environment of low-pressure nuclear steam turbine. *Materials and Design*, Volume 105, p. 240–250.

[NS-018] Navidi, W. and Shayer, Z., 2018. An application of stochastic modeling to pitting of Spent Nuclear Fuel canisters. *Progress in Nuclear Energy*, Volume 107, 48-56.

[NR-975] NRC, 1975. Reactor Safety Study: An assessment of accident risk in US commercial power plants (WASH-1400), Washington, DC: US Nuclear Regulatory Commission.

[NR-983] NRC, 1983. PRA Procedures Guide, NUREG/CR-2300, Washington, DC: U.S. Nuclear Regulatory Commission.

[NR-011] NRC, 2011. Probabilistic Risk Assessment and Severe Accident Evaluation, US-NRC.

[NU-000] NUREG/CR-6664, 2000. Pressure and Leak-Rate Tests and Models for Predicting Failure of Flawed Steam Generator Tubes: US Nuclear Regulatory Commission (USNRC).

[PW-012] Millett, P.J. and Welty, C., 2012. REVIEW of EPRI's steam generator R&D program, Palo Alto, CA: Electric Power Institute.



[SH-990] Sattison, M. and Hall, K., 1990. Analysis of Core Damage Frequency: Zion, Unit 1 Internal Events: NUREG/CR-4550, SAND86-2084 Vol. 7, Rev. 1 Part 1.

[TM-006] Turnbull, A., McCartney, L. N. and Zhou, S., 2006. A model to predict the evolution of pitting corrosion and the pit-to-crack transition incorporating statistically distributed input parameters. *Corrosion Science*, 48(8), 2084-2105.

[VC-007] Valor, A., Caleyó, F., Alfonso, L., Rivas, D., Hallen, J.M., 2007. Stochastic modeling of pitting corrosion: A new model for initiation and growth of multiple corrosion pits. *Corrosion Science*, Volume 49, p. 559–579.

[YM-009] Yuan, X.-X., Mao, D. and Pandey, M., 2009. A Bayesian approach to modeling and predicting pitting flaws in steam generator tubes. *Reliability Engineering and System Safety*, Volume 94, p. 1838–1847.

[ZZ-011] Zhou, B. and Zhai, Z., 2011. Failure probabilistic analysis of steam generator heat-transfer tubing with pitting corrosion. *Engineering Failure Analysis*, 18(5), 1333-1340.

[Zi-018] Zio, E., 2018. The Future of Risk Assessment. *Reliability Engineering & System Safety*, Volume 177, 176-190.

## I Quaderni di ricerca

- 1 - G. Ciriello, M. De Felice, R. Mosca, M. Veltroni, *Infortuni sul lavoro. Un modello di lettura (della numerosità) su "open data" dell'Inail.*
- 2 - L. Cortis, F. M. Fabiani, C. Ratti, L. Rossi, D. G. Svampa, C. Vitale, *Analisi e valutazione del comportamento dell'assorbitore di energia nei sistemi di arresto caduta con differenti masse di prova.*
- 3 - P. Rossi, *Danno biologico: monitoraggio, criticità e prospettive d'interesse medico-legale a dieci anni dall'introduzione della nuova disciplina.*
- 4 - M. De Felice, A. Goggiamani, R. Mosca, M. Veltroni, *Malattie professionali. Un modello di lettura (della numerosità) su "open data" dell'Inail.*
- 5 - L. Cortis, F. M. Fabiani, L. Rossi, D. G. Svampa, *Nuovi strumenti per la valutazione dello scivolamento e ribaltamento delle scale portatili.*
- 6 - L. Cortis, F. M. Fabiani, L. Rossi, D. G. Svampa, *Determinazione della resistenza caratteristica dei dispositivi di collegamento montante-traverso nei ponteggi metallici fissi di facciata.*
- 7 - S. Carruba, R. Grimaldi, M. Sparro, S. Tomasini, *Vendor Rating: il modello di valutazione delle forniture IT dell'Inail*
- 8 - P. Agnello, S. M. Ansaldi, *Una proposta di ontologia per gli Open Data Inail sugli infortuni: dalla numerosità dei dati alla gestione della conoscenza*
- 9 - A. Alvino, A. Antonini, C. Delle Site, A. Di Loreto, F. Giacobbe, D. Lega, E. Pichini, M.A. Pierdominici, L. Ricciardi, A. Tonti, *Analisi delle cause di rottura di materiali metallici: esempi di applicazione.*
- 10 - L. Cortis, F. M. Fabiani, L. Rossi, D. G. Svampa, *Light workers e criticità dell'assorbitore di energia nei sistemi di arresto caduta.*
- 11 - S. Carruba, R. Grimaldi, M. Sparro, S. Tomasini, *Vendor Rating: la valutazione delle forniture IT dell'Inail per il 2015.*
- 12 - L. Cortis, F. M. Fabiani, L. Rossi, D. G. Svampa, *Metodologia per prove di rigidità e resistenza per i dispositivi di collegamento montante-traverso nei ponteggi metallici fissi di facciata.*
- 13 - R. Giovinazzo, E. Guerrera, M. Mameli, D. Sarto, M. Veltroni, *Analisi della contaminazione microbiologica degli ambienti di lavoro. Valutazione della qualità del dato analitico nel conteggio microbico su piastra e nelle prestazioni dell'operatore*
- 14 - P. Agnello, F. Bracco, C. Brunel, M. Masini, T. F. Piccinno, A. Sedaoui, D. Tazi, *Promuovere la sicurezza nelle organizzazioni attraverso manager resilienti.*
- 15 - L. Rossi, *Esecuzione in sicurezza dei lavori in copertura. Misure di prevenzione e protezione.*





