

ANALISI DI RISCHIO DI IMPIANTI DI PRODUZIONE ELETTRICA A CICLO COMBINATO

Andrea Carpignano*, Gabriele Ballocco*, Elisabetta Ponte*

*Politecnico di Torino, Dipartimento di Energetica, C.so Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino.

elisabetta.ponte@polito.it

SOMMARIO

La memoria raccoglie i risultati di numerose analisi di rischio di centrali termoelettriche a ciclo combinato, sviluppate dagli autori in collaborazione con la società RAMS&E pscarl. Impianti di questo tipo, sebbene non siano solitamente soggetti all'applicazione del D. Lgs. 334/1999, sono tuttavia caratterizzati da una certa pericolosità dovuta soprattutto alla considerevole portata di gas naturale richiesta per il funzionamento dell'impianto e alla presenza di svariate sostanze pericolose; è pertanto opportuno approfondire la conoscenza degli aspetti di rischio ad essi legati. Vengono presentati nel seguito la metodologia di analisi applicata, i risultati degli studi condotti, e una serie di suggerimenti e raccomandazioni progettuali e gestionali volte a consentire il mantenimento del valore di rischio entro soglie accettabili.

1. INTRODUZIONE

In seguito alla recente liberalizzazione del mercato dell'energia in Italia, numerosi gruppi industriali hanno individuato nella realizzazione di nuove centrali elettriche un investimento proficuo. Inoltre, il Governo Italiano, riconoscendo la necessità di incrementare la produzione nazionale di energia elettrica, ha promulgato uno specifico decreto (Decreto Sblocca-Centrali, D. Lgs. n.7 del 7 Febbraio 2002) finalizzato a velocizzare le procedure autorizzative per la realizzazione di nuovi impianti.

Nella grande maggioranza dei casi, gli impianti in progetto sono basati sulla tecnologia a ciclo combinato, che prevede la presenza di uno o due turbogas accoppiati a una o due turbine a vapore per mezzo di un generatore di vapore a recupero. Sebbene le centrali termoelettriche a ciclo combinato non siano solitamente soggette al D. Lgs. 334/1999 relativo agli impianti a rischio di incidente rilevante, in quanto non sono solitamente presenti all'interno dell'area di centrale cospicui quantitativi di sostanze pericolose, tuttavia sono caratterizzate da una certa pericolosità dovuta in particolare alla considerevole portata di gas naturale richiesta per il funzionamento dell'impianto e alla presenza di sostanze quali Idrogeno, olio minerale e prodotti chimici. Inoltre, a causa dell'estensione capillare del sistema elettrico, le centrali si collocano in contesti territoriali molto differenti tra loro per tipologia del territorio, condizioni meteorologiche, densità di popolazione, presenza di possibili ricettori, ecc; la valutazione del rischio associato a tali installazioni risulta pertanto estremamente significativa al fine di assicurare un sufficiente livello di sicurezza per gli operatori, per la popolazione e per l'ambiente [1].

In questo contesto, saranno presentati nel seguito i risultati di 14 analisi di rischio di impianti a ciclo combinato (esistenti e in progetto) sviluppate per lo più nell'ambito di Studi di Impatto Ambientale eseguiti per tali sistemi.

2. CENTRALI A CICLO COMBINATO

2.1. Descrizione del sistema

Il progetto di una centrale termoelettrica a ciclo combinato prevede uno o due gruppi turbogas (a seconda della potenza) accoppiati ad una o due turbine a vapore mediante una caldaia a recupero. Il principio di funzionamento è quello che vede l'accoppiamento di due cicli termodinamici: un ciclo gas (ciclo Brayton), ed un ciclo vapore (ciclo Rankine). Il calore scaricato dal primo ciclo costituisce il calore in entrata al secondo, consentendo di ottenere un significativo aumento del rendimento complessivo dell'impianto.

Il gas naturale viene bruciato insieme ad aria compressa, proveniente dal turbocompressore, nel combustore; i gas combusti vengono successivamente fatti espandere nella turbina, con produzione di energia elettrica. Il calore dei gas scaricati dalla turbina, ancora caldi (circa 550 °C), viene sfruttato per la produzione di vapore in pressione, che viene successivamente fatto espandere in una turbina a vapore, con ulteriore ricavo di energia. Il calore di condensazione del vapore di scarico è dissipato nell'ambiente mediante un condensatore raffreddato ad aria o ad acqua.

Ogni gruppo turboalternatore è accoppiato ad un trasformatore che provvede ad elevare la tensione per l'immissione nella rete di trasporto. Si tratta solitamente di trasformatori ad olio a tre fasi e due avvolgimenti collocati all'aperto.

Il combustibile fornito dalla rete viene mantenuto alla pressione richiesta, per lo più mediante una stazione di riduzione. Il gas viene riscaldato mediante vapore estratto dalla caldaia a recupero per migliorare il rendimento dell'impianto.

Ai sistemi principali sopra identificati si affiancano i seguenti sistemi ausiliari: sistema di condensazione del vapore; camino fumi; trasformatore elevatore; alimentazione elettrica di emergenza; unità di trattamento acque (demineralizzazione); impianto di trattamento reflui; sistema antincendio.

Il numero di operatori presenti in una centrale termoelettrica a ciclo combinato, varia a seconda delle dimensioni dell'impianto (determinate dalla presenza di un unico gruppo, turbina a gas+turbina a vapore, o di due gruppi) da 20 a 40 addetti circa.

2.2. Sostanze pericolose

All'interno di una centrale termoelettrica a ciclo combinato vengono utilizzate numerose sostanze pericolose:

- gas naturale: è il combustibile bruciato nelle turbine a gas e nelle caldaie a recupero; viene alimentato all'impianto tramite una condotta di prima specie;
- Idrogeno: l'Idrogeno viene impiegato per il raffreddamento degli alternatori; esso è solitamente fornito (con un carro bombolaio) in bombole che vengono collegate all'utenza una alla volta;
- olio lubrificante;
- olio per trasformatori: i trasformatori elevatori della centrale sono solitamente isolati mediante olio, che separa gli avvolgimenti dall'involucro esterno;
- Acido Cloridrico: è utilizzato per la rigenerazione acida dell'impianto di demineralizzazione;
- Soda Caustica: è utilizzato per la rigenerazione acida dell'impianto di demineralizzazione;
- reagenti chimici per acqua alimento.

3. METODOLOGIA

Le analisi di rischio eseguite si compongono di due parti principali, la prima orientata ad identificare malfunzionamenti, errori operativi ed eventi esterni in grado di causare incidenti nell'impianto, la seconda finalizzata a studiare nel dettaglio gli incidenti più critici per frequenza di accadimento o gravità delle conseguenze [2]. Lo studio è preceduto dalla definizione dei confini del sistema da analizzare e dalla scomposizione dello stesso nelle principali unità di funzionamento. Si procede quindi alla descrizione del sito. La caratterizzazione del sito, necessaria per la determinazione dell'impatto che l'insediamento ha sul territorio (analisi delle conseguenze) richiede sia un esame del costruito e delle attività antropiche presenti nei pressi dell'area (individuazione delle principali vulnerabilità presenti, di impianti a rischio di incidenti rilevanti, densità di popolazione dell'area considerata, ecc.), sia l'inquadramento ambientale dell'area medesima (determinazione aree soggette a rischio idrogeologico, area a rischio sismico, condizioni meteorologiche dell'area, ecc.).

L'analisi di rischio vera e propria si articola quindi nelle seguenti fasi:

- Identificazione dei pericoli presenti sul sito
- Selezione dei pericoli maggiormente critici e definizione degli eventi iniziatori di incidente
- Raggruppamento degli eventi iniziatori individuati e selezione Eventi Iniziatori di Riferimento
- Analisi delle sequenze incidentali che possono derivare dagli eventi iniziatori selezionati
- Valutazione del rischio e identificazione delle migliorie progettuali e di gestione in grado di ridurre il rischio accertato.

4. IDENTIFICAZIONE DEI PERICOLI

4.1. Analisi storica

Un primo approccio all'identificazione dei pericoli presenti sul sito è dato dall'Analisi Storica, che consente di verificare le problematiche di sicurezza relative ad una certa tipologia di sistema, sulla base di incidenti accaduti in passato per sistemi similari. Tale ricerca viene condotta reperendo dalla letteratura

specializzata e con riferimento a banche dati di registrazione degli eventi incidentali, generalmente organizzate e gestite da organizzazioni nazionali o internazionali.

In considerazione del fatto che in una centrale termoelettrica sono presenti sostanze il cui trattamento, utilizzo e movimentazione rappresenta un potenziale rischio, l'analisi storica è stata impostata sulla ricerca degli eventi incidentali che hanno coinvolto tali sostanze, esaminando per ciascuno l'origine dell'incidente e le conseguenze generate. Si è utilizzata a tale scopo la banca dati MHIDAS (1997) del HSE inglese (Health and Safety Executive). Particolarmente gravosi sono risultati gli incidenti connessi all'utilizzo, stoccaggio e movimentazione del gas naturale. Le principali cause e conseguenze degli incidenti che hanno visto coinvolta tale sostanza sono riportate nei grafici di Figura 1.

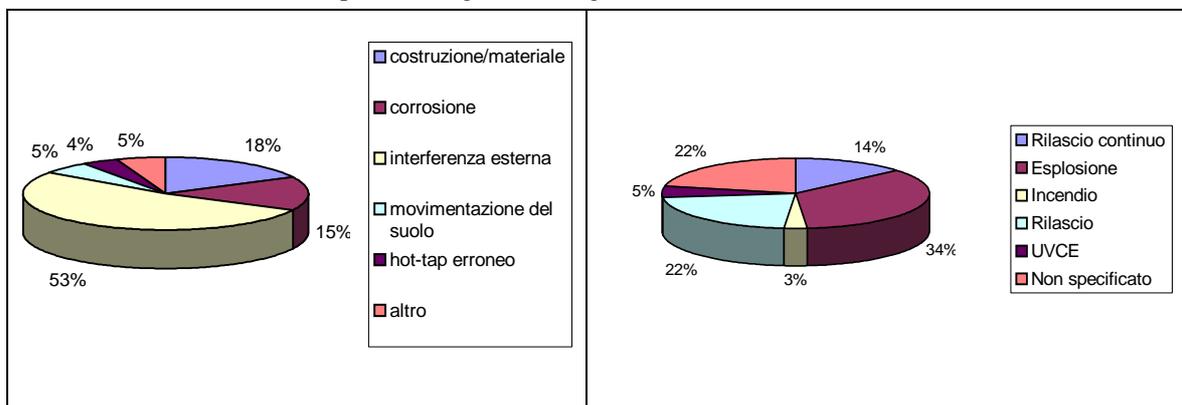


Figura 1 - Analisi storica: incidenti connessi all'utilizzo di metano

4.2 Analisi funzionale e HAZID

Una più approfondita identificazione dei pericoli, relativa al particolare sistema analizzato, prevede l'analisi di tutte le installazioni presenti sul sito e le funzioni che queste devono svolgere, al fine di evidenziare le anomalie che potenzialmente potrebbero verificarsi a seguito di guasti dei componenti, di errori umani e di eventi esterni. Lo studio si suddivide in due fasi, la prima orientata a descrivere in un modello le funzioni svolte dal sistema (Analisi Funzionale), la seconda orientata ad analizzare una per una dette funzioni, evidenziarne le possibili deviazioni (incidenti), le relative cause e gli effetti che questa provoca (Analisi HAZID, Hazard Identification).

In questa seconda fase a ciascuna deviazione è associata una stima qualitativa di frequenza di accadimento ed entità delle conseguenze che sarà utilizzata in seguito per selezionare gli eventi ritenuti più critici.

Gli indici di Frequenza (F), Danno (D) sono stimati sulla base di una valutazione qualitativa che deriva dall'esperienza dell'analista e degli operatori di impianto, con riferimento alla classificazione qui oltre riportata.

F	Periodo di ritorno / Frequenza Annuale
1	Estremamente improbabile, non atteso nella vita del sistema
2	Remoto: non dovrebbe accadere nella vita del sistema
3	Improbabile: atteso al più una volta nella vita del sistema
4	Probabile: atteso poche volte nella vita del sistema
5	Frequente: atteso più volte nella vita del sistema

Tabella 1 – Indici di frequenza

D _A	Entità	Descrizione del danno
1	Trascurabile	Nessun danno alle persone, funzioni di sicurezza completamente disponibili
2	Minore	Danni lievi alle persone e/o perdita parziale delle funzioni di sicurezza
3	Severo	Danni gravi alle persone e/o perdita completa delle funzioni di sicurezza
4	Critico	Decessi tra il personale di impianto e/o perdita completa delle funzioni di sicurezza
5	Catastrofico	Elevato numero di decessi, anche tra la popolazione esterna e distruzione dell'impianto.

Tabella 2 - Indici di danno

L'indice di Rischio (R) è calcolato come prodotto degli indici di Frequenza e Danno. Gli eventi più critici tra tutti quelli individuati vengono selezionati ricorrendo alla Matrice di Rischio riportata in Figura 2, che permette di classificare tutti gli eventi in tre grandi categorie: rischi non accettabili per cui si raccomandano modifiche progettuali e/o di gestione, rischi quasi accettabili ma per i quali, se possibile, si suggerisce una riduzione ed infine eventi che presentano un rischio associato del tutto accettabile.

5					
4					
3					
2					
1					
F/D	1	2	3	4	5

	Inaccettabile: si raccomandano modifiche progettuali e/o di gestione
	ALARA (As Low As Reasonably Practicable), quasi accettabile; si suggeriscono modifiche progettuali e/o di gestione
	Accettabile: il progetto e la gestione garantiscono già il controllo dei rischi

Figura 2 - Matrice di Rischio adottata (Criteri di accettabilità qualitativi del Rischio)

4.3. Risultati dell'identificazione dei pericoli

Nel seguito si riportano i risultati "tipici" dell'Identificazione dei Pericoli applicata ad una centrale a ciclo combinato. Si sottolinea che ogni impianto deve essere esaminato singolarmente in virtù delle sue caratteristiche specifiche e del contesto in cui è inserito; ciononostante, dal momento che la progettazione e la costruzione delle Centrali termoelettriche a ciclo combinato si avvalgono di una tecnologia ampiamente consolidata consente di descrivere in modo piuttosto preciso i risultati dell'identificazione dei pericoli, pur nell'ambito di un discorso generale.

La distribuzione degli eventi in funzione della Frequenza presenta in generale un picco sulle basse frequenze (eventi remoti); le rimanenti deviazioni di funzioni presentano per lo più frequenza 3 (eventi attesi al più una volta nella vita dell'impianto). I pochi eventi caratterizzati da una frequenza media (atteso poche volte nella vita dell'impianto) si riferiscono a malfunzionamenti dei sistemi di rivelazione di temperatura e all'esplosione dei trasformatori. Solitamente non si segnalano eventi frequenti, verificabili, cioè, più volte nella vita del sistema.

Le conseguenze si distribuiscono in modo piuttosto uniforme sui bassi valori. Tra gli eventi che comportano una perdita di funzioni di sicurezza di impianto o decessi tra il personale di impianto si segnalano in particolare quelli che si riferiscono al rilascio di gas naturale, al rilascio di idrogeno, al trasporto di energia elettrica e al malfunzionamento dei sistemi di controllo e di sicurezza (questi ultimi eventi caratterizzati solitamente da una bassa frequenza). Gli eventi catastrofici (in grado cioè di generare conseguenze anche all'esterno dell'impianto) individuati si riferiscono al rilascio di gas naturale dalla linea a monte della cabina di decompressione; in caso di innesco ritardato, quest'evento potrebbe, infatti, condurre ad una violenta esplosione, anche a notevole distanza dal sito. Danno pari a 5 si attribuisce anche al mancato funzionamento del generatore elettrico di emergenza (evento a bassissima probabilità di accadimento) e, nel caso si consideri una zona ad elevato rischio sismico, alla mancanza di protezioni da movimenti tellurici. Dalla valutazione del rischio determinato per ciascuna deviazione, si evince che gli eventi incidentali risultati inaccettabili sono relativi al rilascio di gas naturale a monte della cabina di decompressione, solitamente presente, e al rilascio di idrogeno.

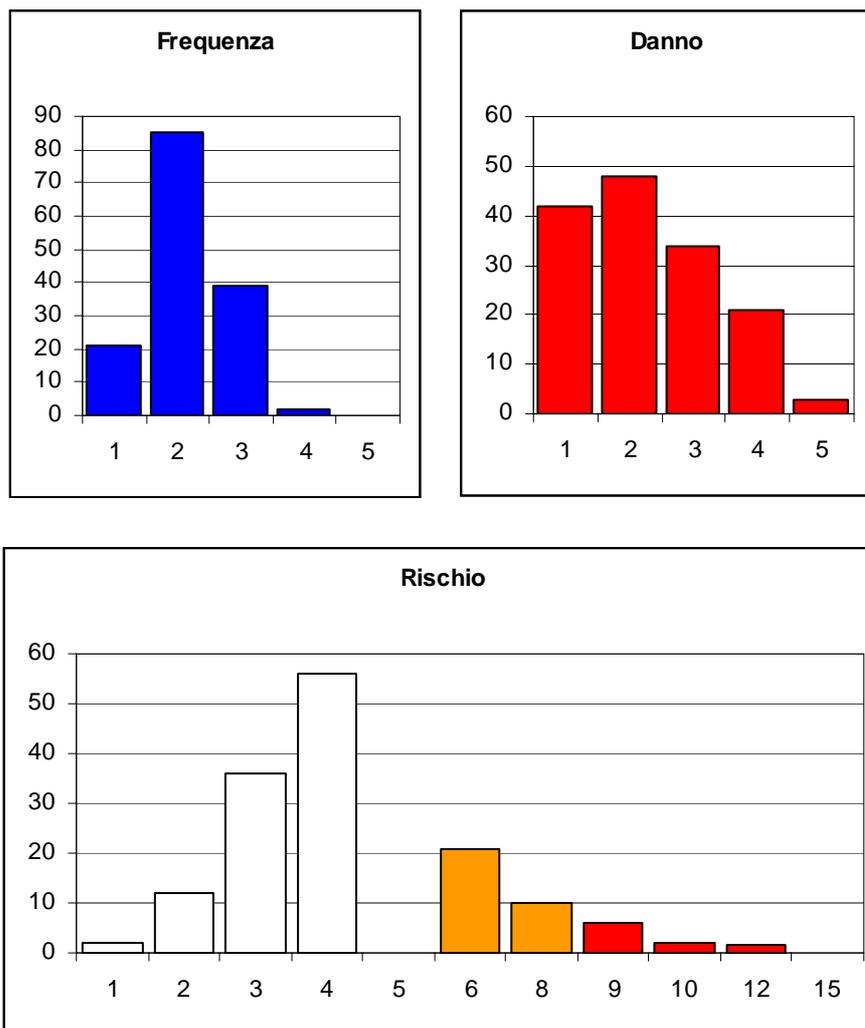


Figura 3 - Distribuzione delle deviazioni funzionali individuate in base agli indici di frequenza, rischio e danno

5. SELEZIONE EVENTI INIZIATORI DI RIFERIMENTO

Gli eventi ricadenti nella zona ALARA e nell'area critica (inaccettabilità del rischio) sono stati successivamente esaminati nella fase quantitativa dell'analisi, descritta nei successivi paragrafi, al fine di stimare quantitativamente le frequenze di accadimento e i danni prodotti e pervenire così al valore di rischio. A prescindere da eventi particolari caratteristici dei singoli impianti, l'insieme degli eventi iniziatori di riferimento è solitamente composto dalle voci che seguono.

- **EIR 1 Rottura tubazioni di alimentazione gas naturale.** Sono solitamente presenti tubazioni di gas naturale con diverse caratteristiche, ossia in particolare: tubazione di gas naturale a monte della cabina di riduzione operante ad elevate pressioni (circa 70 bar) e interrata; tubazione posta a valle della cabina di riduzione caratterizzata da una minore pressione (circa 30 bar), parzialmente fuori terra; tubazione posta all'interno del locale turbogas. In considerazione di questo, sono stati considerati tre diversi possibili eventi iniziatori: rottura della tubazione principale a monte della cabina di decompressione e rottura delle tubazioni di distribuzione all'interno e all'esterno del locale turbogas.
- **EIR 2 Rottura della tubazione di adduzione del vapore alla turbina.** In conseguenza della rottura della tubazione per il trasferimento del vapore surriscaldato dalla caldaia a recupero verso l'espansione in turbina a vapore, si produce un getto di vapore surriscaldato ad alta pressione che può andare ad insistere su strutture, serbatoi, personale provocando danni in seguito ad ustione. Si

esclude che l'evento possa estendere i suoi effetti al di fuori dell'area di impianto. Generalmente la stima del rischio abbinato a questo tipo di incidente fornisce valori del tutto accettabili che non richiedono particolari interventi per la gestione dell'impianto in sicurezza.

- EIR 3 Perdita di idrogeno per il raffreddamento dell'alternatore dalle tenute del cassone. Lo stoccaggio dell'idrogeno avviene solitamente in locali interrati in cemento e le tubazioni di distribuzione dell'idrogeno sono di piccole dimensioni, perciò lo scenario che ritenuto in generale più significativo è dato dalla perdita di idrogeno dalle tenute del cassone, dove l'idrogeno opera ad una pressione di 3-4 bar.
- EIR 4 Rilascio di olio del trasformatore. Il rilascio di olio dai trasformatori del gruppo turbogas può evolversi nello scenario di un incendio da pozza. Evento simile, anche se di dimensioni molto più limitate può essere connesso al rilascio del gasolio di alimentazione del generatore di emergenza.
- EIR 5 Esplosione del trasformatore. L'esperienza di gestione dimostra come questo sia un evento piuttosto frequente; esso è quindi stato preso in considerazione seppur un modo qualitativo stante la scarsa disponibilità di dati e metodologie per determinarne frequenza e danno.
- EIR 6 Rilascio dei prodotti chimici utilizzati per la demineralizzazione dell'acqua. In caso di errore nella connessione della manichetta di travaso da autobotte o rottura dei contenitori di Acido Cloridrico o Soda Caustica si ha lo spandimento di sostanze acide o basiche; nel caso esso si verifichi all'esterno dei sistemi di contenimento e quindi in assenza di neutralizzazione, la sostanza rilasciata viene convogliata attraverso il sistema di raccolta acque in apposito serbatoio di raccolta. L'evaporazione della pozza di acido dà luogo al formarsi di una nube tossica.

6. ANALISI DELLE SEQUENZE INCIDENTALI

6.1. Considerazioni generali

L'analisi delle sequenze incidentali costituisce la fase quantitativa dell'analisi di rischio. In questa fase, per ognuno degli Eventi Iniziatori di Riferimento individuati con le tecniche discusse nei paragrafi precedenti, si ricostruiscono le sequenze incidentali che da esso possono originarsi, calcolandone frequenza e danno. Un unico Evento Iniziatore, infatti, in base al funzionamento più o meno corretto dei sistemi di protezione/sicurezza e in base ai fenomeni che si verificano (es. innesco) e delle condizioni ambientali potrà portare a evoluzioni dell'incidente molto diverse tra loro e tutte dovranno essere analizzate per stimare il rischio totale associato all'impianto.

L'analisi delle sequenze incidentali si basa sulla costruzione di una struttura ad albero (Albero degli Eventi), la cui radice è l'Evento Iniziatore di Riferimento, che si dirama in base al corretto o non corretto intervento dei sistemi di protezione/sicurezza e in base all'accadimento o meno dei fenomeni che interessano la sequenza. Identificate le sequenze incidentali, si procede alla stima della loro frequenza di accadimento e del danno associato.

La stima della frequenza di accadimento relativa alla sequenza incidentale richiede la determinazione della frequenza di accadimento dell'Evento Iniziatore di Riferimento e di tutte le probabilità condizionate degli eventi che completano la sequenza. Il problema maggiore di questa attività concerne il fatto che è difficile trovare dati specifici per questo tipo di impianti. Per questa ragione si sono utilizzati dati provenienti da altri contesti.

La stima del danno associato ad ogni sequenza è svolta tramite l'analisi delle conseguenze; nel caso delle Centrali termoelettriche a ciclo combinato la presenza di svariate tipologie di sostanze pericolose, rende l'analisi piuttosto articolata dal momento che vanno presi in considerazione molti fenomeni diversi. Un incidente che coinvolga una sostanza infiammabile allo stato gassoso, come il metano o l'idrogeno, può portare a un jet fire in caso di innesco immediato di un rilascio semi-contínuo, a un flash fire o ad un'esplosione nel caso di innesco ritardato. L'incidente più comune che coinvolga una sostanza infiammabile allo stato liquido consiste, invece, nella formazione di una pozza (confinata o non confinata), e in un incendio della stessa, in caso di innesco. Le sostanze tossiche come l'Acido Cloridrico, la Soda Caustica o gli additivi per l'acqua di reintegro del generatore di vapore), che sono generalmente stoccate in soluzioni liquide, possono originare nubi tossiche.

6.2. Rilascio di metano

Le analisi condotte per i diversi impianti considerati, hanno preso in considerazione tutte le sequenze incidentali che scaturiscono dagli eventi iniziatori individuati (vd.5.). I risultati ottenuti dimostrano come l'evento più gravoso sia dal punto di vista del danno che del rischio all'esterno e all'interno dell'impianto, è

rappresentato dal rilascio di gas naturale. Questo evento è stato pertanto scelto come esempio per descrivere l'approccio metodologico seguito e sarà presentato nel seguito.

Il gas naturale è solitamente fornito all'impianto tramite una tubazione di grande diametro (fino a 400 mm) e alta pressione (fino a 75 bar). Questa tubazione raggiunge una cabina di decompressione, per mezzo della quale la pressione è ridotta al valore richiesto per il funzionamento delle turbine (circa 35 bar). Dalla cabina di depressurizzazione, partono una o più tubazioni destinate a distribuire il gas all'interno dell'impianto, che raggiungono gli edifici che ospitano le turbine a gas e la caldaia a recupero. All'esterno dell'impianto la tubazione è solitamente interrata, mentre all'interno può essere fuori terra, nel qual caso è protetta da un rack. In corrispondenza del punto di consegna del gas all'impianto e della cabina di riduzione sono solitamente poste valvole automatiche e manuali in grado di intercettare le linee in caso di rilascio accidentale a valle delle valvole stesse. In conseguenza delle caratteristiche dell'impianto descritte, esistono tre tipi di possibile rilascio, in funzione del punto di rottura della linea gas naturale. A monte della cabina di depressurizzazione, a valle della cabina di depressurizzazione ma all'esterno degli edifici e a valle della cabina di riduzione ma in ambiente confinato.

La stima della frequenza e del danno è stata condotta prendendo in considerazione tre gradi di la rottura della tubazione pari al 10% del diametro, la rottura pari al 50% del diametro il tranciamento della stessa

La frequenza di rottura della tubazione dipende da numerosi fattori, tra cui i più importanti sono la lunghezza della stessa e il suo eventuale interrimento. Il valore che è solitamente stato utilizzato per il tranciamento di tubazioni interrate a circa un metro di profondità è 2.3×10^{-7} rotture per metro di tubazione per anno [3]. Questo valore di riferimento è stato di volta in volta modificato sulla base di considerazioni qualitative (in mancanza di dati più precisi) riguardanti il percorso delle linee e la loro interferenza con la viabilità dell'impianto, il loro grado di interrimento, eventuali protezioni delle stesse.

La probabilità di non intervento del sensore di pressione che può individuare eventuali fughe di gas e della valvola automatica di intercettazione sono rispettivamente 2.5×10^{-5} e 2.33×10^{-5} [4]. In caso di rilascio all'interno degli edifici, si è tenuta in considerazione la presenza dell'impianto antincendio; la probabilità assunta per il mancato intervento dei rivelatori di gas è 2.33×10^{-2} mentre la probabilità di mancato intervento dell'impianto di spegnimento di CO₂ è pari a 1.7×10^{-2} [4]. La probabilità di mancato intervento dell'operatore sulla valvola manuale è pari a 1.0×10^{-2} [5]. La probabilità di innesco immediato è 7.5×10^{-2} [6] mentre per l'innesco ritardato è 5.0×10^{-1} . Le frequenze ottenute per le varie sequenza incidentali sono state corrette con le probabilità relative al verificarsi di particolari condizioni meteo nel caso in cui queste ultime potevano incidere in modo significativo sull'esito della sequenza.

L'analisi delle conseguenze ha preso in considerazione i seguenti fenomeni: rilascio di gas naturale, jet fire, dispersione, esplosione.

La quantità rilasciata nei vari scenari è stata determinata considerando che nel lasso di tempo che precede l'intercettazione, sia essa automatica o manuale, il gas fluisce con portata costante. Segue quindi la fase di svuotamento della tubazione, con portata variabile e decrescente. Nella fase in cui la portata è costante il rateo di rilascio, che dipende essenzialmente dalla pressione della condotta e dal diametro del foro, è stato calcolato con un modello di rilascio di gas da lunghe tubazioni del TNO.

In caso di innesco immediato della portata di gas rilasciato in seguito alla rottura della tubazione principale, si produce un jet-fire. Considerando le portate di rilascio calcolate come descritto in precedenza per le diverse ipotesi di rottura, si sono calcolati la lunghezza massima e la larghezza della fiamma e la distanza massima a cui si ha un valore di irraggiamento termico superiore ai 12,5 kW/m² che è stato assunto come soglia corrispondente ai danni gravi. Le dimensioni del jet fire sono ovviamente maggiori nel caso di rottura della tubazione a monte della cabina di riduzione ma i danni possono essere maggiori per lo scenario che prevede il rilascio dalle linee di distribuzione all'interno dell'impianto. In questo caso, infatti, la fiamma può colpire le strutture di impianto generando pericolosi effetti domino.

Nel caso in cui il getto di gas rilasciato in seguito alla rottura non si inneschi immediatamente, si avrebbe la dispersione di una nube che, se successivamente innescata, potrebbe causare una UVCE (Unconfined Vapour Cloud Explosion). La simulazione della dispersione ha costituito il compito più difficile; la dispersione è infatti influenzata da diversi fattori come le proprietà della sostanza, il tipo di rilascio, le condizioni meteorologiche e la presenza di edifici, e l'incertezza connessa ai modelli comunemente usati è rilevante. Negli istanti che seguono la fuoriuscita del gas dalla tubazione il fenomeno è regolato dall'energia associata al gas stesso (che è data, in sostanza, dal valore di pressione all'interno della tubazione). Le molecole liberate dalla rottura, cioè, verranno proiettate tanto più distanti dalla stessa, quanto maggiore è il valore della pressione all'interno della tubazione. Nell'insieme, la portata rilasciata assume l'aspetto di un jet turbolento, la cui ampiezza cresce con la distanza dal punto di rilascio per l'effetto del rimescolamento con l'aria.

Ad una certa distanza dal punto di rilascio, una volta che il jet ha esaurito l'energia associata alle condizioni iniziali, la dispersione è regolata dalle caratteristiche della miscela gas naturale – aria che si è

formata e dalle condizioni meteo presenti sul sito. Dal momento che il gas naturale risulta più leggero dell'aria (densità di vapore relativa all'aria in condizioni normali = 0,5) esso tende a salire rapidamente in atmosfera.

Tornando al caso in esame, si è utilizzato per il calcolo un modello di dispersione da jet turbolento sviluppato dall'ente olandese TNO al fine di simulare la dispersione di gas stoccati ad alta pressione. Il modello non tiene conto dell'evoluzione temporale del fenomeno (es. svuotamento della tubazione) ma calcola gli effetti massimi prevedibili per quanto riguarda la distanze corrispondenti ai limiti di infiammabilità e la massa esplosibile. Il modello applicato, non consente inoltre di tenere in considerazione la presenza di ostacoli ed assume l'orientazione del jet come orizzontale. Va comunque osservato che entrambe queste considerazioni sono a favore del carattere conservativo dell'analisi. In particolare, essendo la tubazione interrata, è improbabile che si verifichi un jet orizzontale; avendo l'inclinazione del jet una componente verticale, quindi, sarà ulteriormente favorita la risalita del gas.

Il modello non è influenzato dalle condizioni meteo della zona in cui avviene il rilascio trascurandone gli effetti sulla dispersione che, per quanto assunto, risulta governata unicamente dall'energia del fluido al momento del rilascio. Come accennato in precedenza, questa ipotesi è realistica dal momento che, considerata la densità minore del gas naturale relativamente all'aria, esso tenderà a risalire rapidamente piuttosto che a persistere in prossimità del suolo, una volta esaurita la spinta iniziale.

I risultati dell'analisi sono stati riportati in Tabella 1 e confrontati con quelli ottenuti con un modello per gas neutri (i calcoli sono stati effettuati con il software TNO Effects 4.0): Quest'ultimo sembra fornire risultati eccessivamente conservativi dal momento che non tiene conto del galleggiamento del gas naturale rispetto all'aria.

Rottura		Turbulent free jet			Modello per gas neutri		
Diametro [mm]	Pressione [bar]	Massima distanza LEL [m]	Massa esplosiva [kg]	Massima distanza della soglia 0.3 bar [m]	Massima distanza LEL [m]	Massa esplosiva [kg]	Massima distanza della soglia 0.3 bar [m]
400	70	353	14870	110	1478	14710	110
400	70	138	907	44	700	1864	56
300	33.5	184	2077	58	683	4910	78
150	33.5	72	126	21	270	297	28

Tabella 3 – Dispersione di gas naturale

Sulla base delle distanze di danno calcolate, l'analisi di vulnerabilità è stata condotta al fine di stimare il numero di vittime per ogni scenario, facendo riferimento ai criteri proposti in letteratura [6], mantenendo sempre un approccio conservativo. In caso di esplosione si ipotizza che il 3% delle persone che si trovano in ambiente chiuso e il 5% di quelle che si trovano all'aperto, coinvolte da un'onda di pressione superiore agli 0,3 bar, deceda. In caso di jet-fire, si suppone una vulnerabilità del 100% all'interno della fiamma; si ipotizza, inoltre, che deceda il 5% delle persone raggiunte da un irraggiamento pari a 12,5 kW/m².

Il numero di vittime è stato stimato all'interno dell'impianto, considerando gli addetti presenti e all'esterno, considerando la densità di popolazione. I risultati delle 14 analisi effettuate sono riassunte in Tabella 2.

Rottura		Area di danno Interna/esterna all'impianto	Frequenza media	Frequenza Massima	Numero medio di vittime	Massimo numero di vittime
A monte della decompressione	Jet fire	Interna	6.92 10 ⁻⁰⁷	2.35 10 ⁻⁰⁶	3.7	8
		Esterna	1.43 10 ⁻⁰⁶	2.35 10 ⁻⁰⁶	1.5	4
	UVCE	Interna	5.43 10 ⁻⁰⁶	1.45 10 ⁻⁰⁵	0.3	1
		Esterna	8.94 10 ⁻⁰⁷	4.24 10 ⁻⁰⁶	3.7	8
A valle della decompressione – All'esterno dei fabbricati	Jet fire	Interna	2.82 10 ⁻⁰⁶	1.03 10 ⁻⁰⁵	0.4	2
		Esterna	-	-	-	-
	UVCE	Interna	2.42 10 ⁻⁰⁵	6.38 10 ⁻⁰⁵	2.3	13
		Esterna	1.13 10 ⁻⁰⁵	1.82 10 ⁻⁰⁵	0.2	1
A valle della decompressione – all'interno dei fabbricati	Jet fire	Interna	6.09 10 ⁻⁰⁵	3.30 10 ⁻⁰⁴	0.6	3
		Esterna	-	-	-	-
	CVCE	Interna	3.78 10 ⁻⁰⁸	3.71 10 ⁻⁰⁷	0.5	2
		Esterna	-	-	-	-

7. VALUTAZIONE DEL RISCHIO

I risultati dell'analisi di rischio ottenuti per i 14 impianti esaminati, sono stati riportati in un diagramma F-N in Figura 5, in cui possono anche essere apprezzati i criteri utilizzati per la stima del rischio, che corrispondono a soglie comunemente indicate in letteratura. Va osservato che i profili di rischio riportati si riferiscono all'intero impianto e non solamente al rischio connesso all'utilizzo del metano, che è stato preso ad esempio nel paragrafo precedente per illustrare la metodologia di analisi delle sequenze incidentali.

Il grafico mostra come il rischio connesso agli impianti esaminati sia piuttosto basso ed in genere possa considerarsi accettabile. Ci sono comunque alcuni profili di rischio che sconfinano nella zona ALARA del diagramma. In particolare, la curva numero 1 si riferisce ad un impianto che si trova in una zona fortemente urbanizzata, la numero 2 a una caso un cui possibili incidenti nell'impianto analizzato possono causare effetti domino in impianti limitrofi; il numero 3 indica un impianto caratterizzato da un'alta frequenza di rottura delle tubazioni per il trasporto del metano, dovuto alla loro lunghezza. Si osserva quindi come, a dispetto del fatto che questi impianti non rientrano nel campo di applicazione della Seveso II, è opportuno svolgere una valutazione quantitativa della loro pericolosità dal momento che potrebbe rivelare valori di rischio non trascurabili.

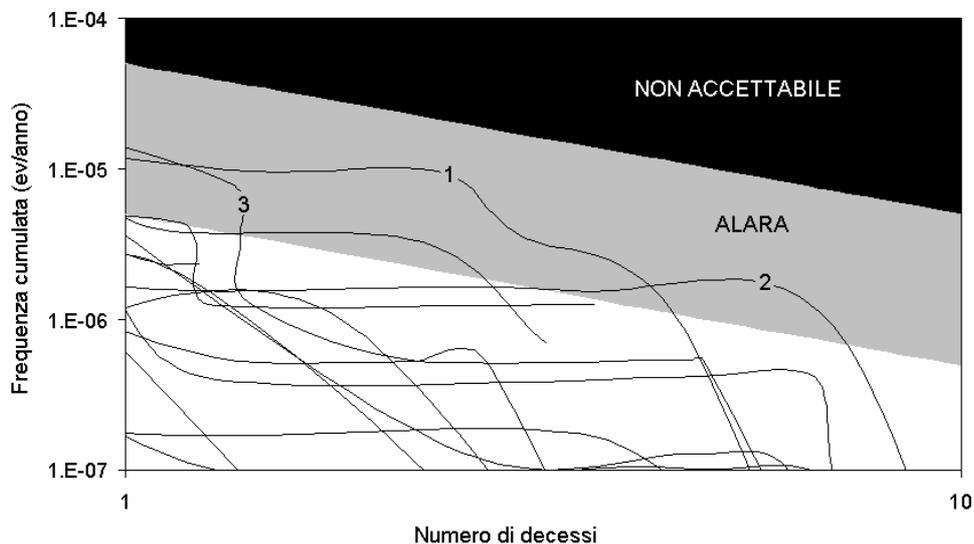


Figura 4 - Grafico F-N

8. MISURE PER LA RIDUZIONE DEL RISCHIO

Sulla base dell'esperienza acquisita dalle analisi effettuate, è stata tratta una lista di raccomandazioni e suggerimenti al fine di ridurre il rischio.

Per quanto riguarda il gas naturale, è opportuno che il percorso della linea non passi in zone particolarmente congestionate per la presenza di apparecchiature o per la possibilità di transito di automezzi al fine di evitare che eventuali lavorazioni in prossimità della stessa possano causarne la rottura, soprattutto per le condotte aeree. E' inoltre importante che le condotte interrato risultino protette nei punti in cui interferiscono con la viabilità dell'impianto onde evitare che gli automezzi in transito possano causarne lo schiacciamento e la rottura. Il percorso delle linee del gas naturale deve essere valutato con attenzione, non solo per prevenire eventuali incidenti ma anche per minimizzare gli effetti degli stessi. E' quindi opportuno che non si trovino in prossimità della tubazione possibili fonti di innesco e apparecchiature particolarmente vulnerabili; a questo proposito, costituiscono un valido supporto per la progettazione le simulazioni dei fenomeni incidentali.

L'impianto di riduzione e misura del gas, è solitamente posto sul confine dell'impianto, quindi in una zona non soggetta alla possibilità di rotture delle tubazioni in seguito a rotture accidentali. E' opportuno verificare che questa condizione sia effettiva, considerando anche potenziali pericoli che possono venire dall'esterno del recinto di impianto. Nel caso in cui, il valore di rischio associato alla linea risultasse

comunque troppo elevato e quindi in accettabile, si può optare per la posa in opera della tubazione all'interno di una camicia di rivestimento, con un intercapedine dotata di rilevatori di gas. Per quanto riguarda i suggerimenti gestionali si raccomanda il test periodico delle valvole di blocco e la verifica dell'integrità strutturale delle tubazioni, flangie e saldature. Si raccomanda inoltre il mantenimento della linea a pressione ridotta nei periodi di inutilizzo prolungato degli impianti, per ridurre l'entità dei danni in caso di UVCE.

Con riferimento all'idrogeno, e per quanto riguarda gli aspetti progettuali, l'analisi di rischio evidenzia l'opportunità di ridondare il sistema di monitoraggio della pressione interna al cassone ed il sistema di allarme ad esso collegato, al fine di rendere particolarmente affidabile il sistema di rivelazione di eventuali fughe. E' comunque raccomandabile una verifica periodica di eventuali perdite nel sistema idrogeno in particolare negli ambienti chiusi (locale turboalternatore TG). Nel caso si sviluppi un jet-fire è opportuno mantenere il cassone che avvolge l'alternatore in pressione con gas inerte (ad es. azoto), fino all'esaurimento dell'idrogeno in esso contenuto, evitando di far entrare aria nel cassone con formazione di miscela esplosiva; contemporaneamente può essere consigliabile evitare lo spegnimento della fiamma lasciandola esaurire per evitare rientri di aria all'interno del cassone con conseguente esplosione.

Per quanto riguarda il l'olio lubrificante, al fine di prevenirne i rilasci è opportuno procedere al controllo periodico di tutte le apparecchiature. In ogni caso, per controllare eventuali sbandamenti, tutte le zone in cui possano verificarsi perdite di olio da sistemi di processo, quali pompe, valvole, tubazioni devono insistere su un pavimento impermeabile dotato di un sistema di drenaggi a pavimento.

I trasformatori elevatori ed ausiliari delle centrali sono usualmente isolati tramite olio, che separa gli avvolgimenti dall'involucro esterno. Per evitare che la rottura dell'involucro provochi la dispersione dell'olio nell'ambiente, nella fondazione di ogni trasformatore è solitamente ricavata una vasca di capacità adeguata a contenere tutto l'olio contenuto nel trasformatore stesso. E' comunque da valutare la possibilità mettere in opera trasformatori a resine epossidiche, che pur presentano perdite ed ingombri maggiori, comportano meno problemi dal punto di vista della sicurezza.

Per quanto riguarda l'area di carico-scarico delle sostanze chimiche è raccomandabile provvedere manichette di diversi colori per evitare il contatto accidentale delle sostanze, realizzare un bacino di contenimento in calcestruzzo in grado di contenere l'intero contenuto dei serbatoi e disporre controlli spessimetrici periodici dei serbatoi contenenti acido cloridrico.

Infine, nella fase pianificazione del layout della centrale è importante organizzare opportunamente la viabilità interna dell'impianto soprattutto per quanto riguarda i percorsi che trasportano sostanze pericolose. Questa esigenza riguarda soprattutto il trasporto dell'idrogeno tramite carro bombolaio e di Soda Caustica e Acido Cloridrico.

9. CONCLUSIONI

Le tradizionali tecniche dell'analisi di rischio sono state adattate al caso delle centrali termoelettriche a ciclo combinato e applicate a numerosi impianti. I risultati ottenuti dimostrano che il rischio connesso a queste installazioni è generalmente accettabile. Esistono comunque alcuni casi in cui il valore di rischio calcolato è a ridosso, se non oltre, la soglia di piena accettabilità ed è opportuno prendere in considerazione alcuni accorgimenti progettuali e gestionali al fine di assicurare la sicurezza dei dipendenti, della popolazione e dell'ambiente. La pericolosità delle centrali termoelettriche a ciclo combinato è dovuta alla presenza di numerose sostanze pericolose quali Idrogeno, olio minerale, reagenti chimici ma, soprattutto, alle considerevoli portate di gas naturale richieste per il funzionamento delle turbine. In seguito ad un rilascio di gas naturale, possono verificarsi fenomeni con conseguenze dannose all'interno e all'esterno dell'impianto. Va osservato che il rischio connesso alla presenza di tubazioni di gas naturale è comunemente accettato dalla società ma ci sono casi in cui l'inserimento di una tubazione dedicata al funzionamento di una centrale in un contesto già di per sé molto vulnerabile, può causare un incremento del rischio difficilmente sostenibile.

10. BIBLIOGRAFIA

- [1] F. Parozzi, M. Valisi, *Generazione Elettrica. Analisi di Rischio*. AEI. Giugno 2002.
- [2] CPQRA, *Guidelines for chemical process quantitative risk analysis*, Center for chemical process safety of the AIChE. New York 1989.
- [3] *Gas pipeline incidents*, European gas pipeline incidents data group EGIG, 5th report 2002.
- [4] *OREDA-97. Offshore reliability data*. 1997.
- [5] A.D. Swain, H.E. Guttman, *Handbook of human reliability analysis with emphasis on nuclear power plant applications*, Final report NUREG/CR-1278-F, SAND80-0200, 1983.

- [6] F.P. Lees, *Loss prevention in the process industries: hazard identification, assessment and control*. Butterworth-Heinemann. Oxford, 1996.