



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

LINEE GUIDA
PER LA REDAZIONE
DELLA RELAZIONE SUI GRANDI RISCHI
E LA VALUTAZIONE DEL RISCHIO
IN ACCORDO
AL DLGS. N.145 DEL 18 AGOSTO 2015

OTTOBRE 2017

Le seguenti Linee Guida traggono avvio dallo studio di un gruppo di ricerca coordinato dal Prof. Andrea Carpignano - SEADOG DENERG- del Politecnico di Torino, al quale hanno preso parte

Maria Cristina Bellina
Marco D'Angelo
Maria Stella Fragno
Francesco Ganci
Raffaella Gerboni
Marcello Strada.

L'elaborazione finale delle Linee Guida è il risultato della concertazione con gli Operatori ai sensi dell'art. 19 co. 8 del D.Lgs. 145/2015 e dell'art. 4 co. 11 del dPCM 27 settembre 2016, nonché dei lavori del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare.

L'approvazione da parte del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare è avvenuta il 10 ottobre 2017

INDICE

Abbreviazioni	6
Sommario esecutivo.....	7
CAP. 1: Introduzione.....	13
1.1 Obiettivo del testo	13
1.2 A chi si rivolgono le linee guida	14
1.3 Campo di applicazione delle linee guida e ciclo di vita dell'impianto	15
1.4 Tempistiche.....	16
1.5 Definizioni utili: impianto e limiti di batteria	18
1.6 Guida alla lettura delle linee guida	21
CAP. 2: Principi tecnici	25
2.1 Processo di valutazione del rischio di incidenti gravi	25
2.2 Ingegneria della sicurezza	27
2.3 Gestione dei grandi rischi.....	29
Bibliografia.....	29
CAP. 3: Relazione grandi rischi per un impianto di produzione.....	29
3.1 Contenuti ed indice della Relazione grandi rischi per un impianto di produzione	30
3.2 Linee guida per la Relazione grandi rischi per un impianto di produzione ai sensi del D.Lgs. 145/2015 (All.I par.2)	32
A. <i>Dati identificativi, ubicazione e descrizione dell'impianto di produzione.....</i>	32
B. <i>Gestione della sicurezza dell'impianto.....</i>	42
C. <i>Sicurezza dell'impianto</i>	46
D. <i>Gestione delle emergenze</i>	54
Bibliografia.....	56
CAP. 4: Comunicazione operazioni combinate	57
A. <i>Dati identificativi</i>	57
B. <i>Sistema di gestione</i>	58
C. <i>Valutazione del rischio</i>	58
D. <i>Gestione delle emergenze</i>	59
CAP. 5: Relazione grandi rischi per un impianto non destinato alla produzione61	
5.1 Contenuti ed indice della Relazione grandi rischi per un impianto non destinato alla produzione.....	61
5.2 Linee guida per la Relazione grandi rischi per un impianto non destinato alla produzione ai sensi del D.Lgs 145/2015 (All.I par.3).....	64
A. <i>Dati identificativi e descrizione dell'impianto non destinato alla produzione.....</i>	64
B. <i>Gestione della sicurezza dell'impianto non destinato alla produzione</i>	70
C. <i>Sicurezza dell'impianto</i>	74

D. Gestione delle emergenze.....	79
CAP. 6: Relazione grandi rischi modificata per modifiche sostanziali	85
6.1 Linee guida per la Relazione grandi rischi per modifiche sostanziali ai sensi del D.Lgs. 145/2015 (All.I par.6).....	85
CAP. 7: Comunicazione di operazioni di pozzo	87
A. Dati identificativi e ubicazione del pozzo.....	89
B. Gestione delle operazioni di pozzo	92
C. Sicurezza nelle operazioni di pozzo.....	103
D. Gestione delle emergenze.....	108
CAP. 8: Comunicazione di nuovo progetto o trasferimento	111
8.1 Contenuti ed indice della comunicazione di nuovo progetto o di trasferimento di un impianto di produzione.....	111
8.2 Linee guida per la comunicazione da presentare relativamente al progetto o al trasferimento di un impianto di produzione ai sensi del D.Lgs. 145/2015 (All.I par.1)	113
A. Dati identificativi, fasi del progetto, analisi delle alternative, ubicazione e descrizione dell'impianto	113
B. Gestione della sicurezza dell'impianto	126
C. Sicurezza dell'impianto.....	130
D. Gestione delle emergenze.....	140
CAP. 9: Relazione grandi rischi in caso di dismissione di un impianto di produzione	146
9.1 Contenuti ed indice della Relazione per informazioni da fornire in caso di dismissione di un impianto di produzione	146
9.2 Linee guida per le informazioni da fornire in caso di dismissione di un impianto di produzione fisso ai sensi del D.Lgs. 145/2015 (All.I par.6, 4).....	148
A. Dati identificativi, ubicazione, descrizione e storia dell'impianto fisso di produzione da dismettere.....	148
B. Descrizione fasi operative della dismissione dell'impianto.....	154
C. Descrizione dei grandi rischi	157
D. Gestione delle emergenze.....	158
ALLEGATI.....	160
Allegato 1 Classificazione luoghi pericolosi per presenza di atmosfere esplosive (hazardous areas)	162
Allegato 2 Criteri di sicurezza	166
Allegato 3 Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente .	230
Allegato 4 Analisi di rischio	251
Allegato 5 Elementi critici della sicurezza e standard delle prestazioni.....	284
Allegato 6 Metodologia SIMOPS	324
Allegato 7 Concetti di base per la dismissione di un impianto di produzione	332

ABBREVIAZIONI

ALARP: *As Low As Reasonably Practicable*

BAT: *Best Available Technique*

EERA: *Escape, Evacuation, and Rescue Analysis*

ESD: *Emergency Shutdown System*

ETA: *Event Tree Analysis*

FERA: *Fire and Explosion Risk Analysis*

FMECA: *Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis*

FPSO: *Floating Production Storage and Offloading*

FTA: *Fault Tree Analysis*

HAZID: *HAZard IDentification*

HAZOP: *HAZard and OPerability analysis*

HSE: *Health and Safety Executive*

HVAC: *Heating, Ventilating and Air Conditioning*

IRPA: *Individual Risk per Annum*

ISO: *International Organization for Standardization*

LSIR: *Location-Specific Individual Risk*

PA/GA: *Public Address & General Alarm*

QRA: *Quantitative Risk Assessment*

RBD: *Reliability Block Diagram*

SIL: *Safety Integrity Level*

SIMOPS: *Operazioni Combinate (simultaneous operations)*

UNMIG: *Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse*

VIA: *Valutazione Impatto Ambientale*

Sommario esecutivo

Il presente testo è stato preparato a supporto dell'implementazione del D.Lgs. 145/2015 in caso di operazioni in mare nel settore dell'estrazione di petrolio e gas. Contiene le Linee Guida suggerite dal Comitato per la redazione delle relazioni grandi rischi richieste dal Decreto agli Operatori. . Esse vanno intese unicamente a supporto degli operatori e non a supporto delle attività di valutazione ed accettazione da parte del Comitato

Contesto

Il Decreto Legislativo n. 145 del 18 agosto 2015, "Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE", ha individuato la strategia per il controllo da parte dell'Autorità Pubblica della sicurezza delle piattaforme offshore per l'estrazione di petrolio e gas.

Parte fondante della strategia è la richiesta che l'Autorità presenta alle Compagnie che desiderano operare o che già esercitano installazioni offshore nelle acque marine italiane: la redazione di una relazione grandi rischi che descriva le caratteristiche impiantistiche e le prestazioni rilevanti ai fini della sicurezza degli impianti in progetto o in esercizio.

Il Decreto Legislativo recepisce la Direttiva Europea 2013/30 formulata a seguito dell'incidente verificatosi nell'area di Macondo del Golfo del Messico e allinea l'Italia come Paese produttore di idrocarburi al resto d'Europa. Altri Paesi Europei, ad esempio la Norvegia o il Regno Unito, hanno già da tempo posto in essere un corpus legislativo rilevante sul tema e, parallelamente, un ampio insieme di documenti atti a supportare gli Operatori, gli Enti verificatori e le Autorità nella redazione e verifica di tutta la reportistica richiedibile ai sensi delle norme vigenti.

L'obiettivo di questo testo è, quindi, di fornire una guida alla redazione della relazione grandi rischi (da qui in avanti indicata con l'abbreviativo RGR), relazione richiesta ai sensi dell'Art. 11 del D.Lgs. n. 145/2015. Il testo è strutturato in modo da essere di agevole consultazione da parte del personale incaricato di redigere, verificare e valutare le relazioni.

Il testo delle Linee Guida è, infatti, destinato a supportare tre diverse figure:

- L'Operatore: supportato nella redazione della propria RGR mediante l'indicazione dei contenuti minimi che l'Autorità richiede nella documentazione;
- L'Autorità: supportata in sede di verifica della documentazione presentata dall'Operatore. Le Linee Guida contengono i riferimenti di legge e le buone pratiche che agevolano la lettura, la revisione e la valutazione delle analisi proposte dall'Operatore;
- L'Ente verificatore: supportato mediante l'indicazione di quali siano le informazioni che l'Operatore ha dovuto fornire e mediante la proposta di schemi di verifica standardizzati, pensati per agevolare l'attività degli Enti verificatori (così come avviene in altri paesi Europei).

Il Decreto Legislativo segnala l'esigenza che le parti coinvolte si dotino di Linee Guida (all'art. 9 comma 1 punto c, all'art. 19 comma 8, nell'allegato III, punto 2.1.b e punto 2.2, nell'allegato IV, punto 2 e nell'allegato VI). L'opportunità di fare riferimento a Linee Guida per specifiche casistiche è, altresì, ribadito dal DPCM del 27 settembre 2016, all'art.4 comma 11, all'art. 7 comma 2 e all'art. 9 comma 5.

Elementi chiave

Durante la redazione delle Linee Guida, alcuni aspetti chiave dell'analisi di rischio sono stati oggetto di approfondimento, come la definizione dei limiti di batteria dell'analisi, la scelta della tipologia di analisi di rischio da effettuare, la definizione di significatività delle modi-

fiche per le quali occorre presentare una apposita relazione grandi rischi modificata o la definizione dei criteri di tollerabilità del rischio.

- **Limiti di batteria**

La definizione dei limiti di batteria è fondamentale per stabilire quali siano gli elementi di impianto che devono ricadere in ciascuna relazione grandi rischi. La proposta di definizione dei limiti di batteria di queste Linee Guida prevede le seguenti casistiche:

- Per gli impianti singoli, comprendendo, per esempio, impianti a struttura reticolare a 4 - 8 gambe, oppure struttura monotubolare, la documentazione dovrà essere redatta per ciascun impianto o per gruppi di impianti (in tal caso seguendo le modalità indicate nel testo);
- Per gli impianti collegati da ponti (*cluster*) o da altre infrastrutture poste al di sopra del livello del mare, la documentazione dovrà essere redatta comprendendo tutte le strutture collegate. Si raccomanda di valutare congiuntamente anche impianti che, pur non essendo connessi da infrastrutture poste al di sopra del livello del mare, possano, in caso di incidente, coinvolgersi vicendevolmente con effetti domino.
- Per gli impianti collegati tra loro da *sealines*, la documentazione dovrà essere redatta per ciascun impianto interconnesso tramite *sealines* o per gruppi di impianti (seguendo le modalità indicate nel testo delle linee guida); nella valutazione si dovranno considerare anche le *sealines* collegate all'impianto fino alla prima valvola di isolamento presente sull'impianto adiacente (l'impianto a cui la *sealine* va a connettersi).
- Per le FPSO, esse vengono considerate come un unico impianto, unitamente alle *sealines* e alle teste pozzo a cui sono connesse, pertanto la documentazione che dovrà essere prodotta considererà il tutto come un unico impianto. Le unità FSO al servizio di altri impianti di produzione potranno essere considerate come singoli impianti o parte dell'impianto di produzione a cui afferiscono (secondo i criteri indicati al punto precedente). Per la loro trattazione e analisi si potrà far riferimento ai suggerimenti forniti in questa linea guida per le FPSO (descrizione, mappatura dei rischi, etc.).

Come detto precedentemente, è ammessa, anzi auspicabile, l'analisi congiunta di più impianti (gruppi di impianti), anche limitando la valutazione semi-quantitativa o quantitativa del rischio agli impianti più rappresentativi del gruppo: questo consentirà di valutare al meglio le potenziali interazioni ed effetti domino che potrebbero manifestarsi in caso di incidente.

- **Scelta della tipologia di analisi di rischio**

L'elemento chiave della documentazione da fornire ai sensi del Decreto è certamente il risultato dell'analisi di rischio effettuata sull'impianto o sulle apparecchiature utilizzate per compiere una determinata operazione. Lo svolgimento dell'analisi di rischio è un passaggio importante che dovrebbe essere sempre presente sin dai primi passi dell'iter progettuale di un impianto oil&gas e che, quindi, è storicamente ben supportato da una ricca scelta di metodologie, di comprovata efficacia ed applicabilità al settore, seppure con diversi livelli di approfondimento.

La scelta della tipologia di analisi che si intende adottare per effettuare la valutazione del rischio più adatta è in carico all'Operatore. Durante lo sviluppo delle Linee Guida, una ampia discussione sulla scelta di tale tipologia ha coinvolto Operatori, Autorità e Verificatori, protagonisti del Gruppo di Lavoro "Sicurezza Offshore" che si è insediato nell'ambito della Conferenza sulla Valutazione e Gestione dei Rischi (VGR). Dalle risultanze di questa discussione, le Linee Guida hanno tratto i suggerimenti per la definizione dei criteri di scelta della tipologia di analisi più adatta a ciascun caso.

Il primo criterio riguarda la tipologia di sostanza estratta dall'impianto in esame e prevede che si distinguano tre categorie:

- Idrocarburi gassosi senza componenti tossiche

- Idrocarburi gassosi con componenti tossiche
- Idrocarburi liquidi (miscele gas, olio ed acqua).

Il secondo criterio riguarda le caratteristiche di processo a bordo dell'impianto:

- Con trattamento, che prevede la presenza di: nel caso del gas, compressori, unità di disidratazione, unità di addolcimento; nel caso di olio, separatori, scambiatori di calore; nel caso di acqua, sistemi di trattamento acque oleose;
- Senza trattamento, che prevede la sola presenza della testa pozzo e degli eventuali elementi necessari per il corretto funzionamento (es. singolo separatore gas per gravità).

Sono stati, quindi, definiti tre livelli di approfondimento della metodologia di analisi: Semplificata, Media e Dettagliata. La proposta di scelta della tipologia di analisi da effettuare è schematizzata in Figura SE1. In ogni caso, le valutazioni da effettuarsi, sebbene semplificate, dovranno avere natura cautelativa. Vale la pena ricordare che, in generale, se condotta con opportuna cautela, l'applicazione delle metodologie semplificate comporta necessariamente una sovrastima del rischio che potrà essere raffinata mediante metodologie più accurate (Media e/o Dettagliata).

Per gli impianti esistenti che presentino una complessità rilevante è stata ritenuta adeguata un'analisi di tipo medio. Il presidio o meno dell'impianto non è discriminante al punto di imporre un diverso approccio di valutazione del rischio, dal momento che la presenza o meno di persone è elemento di valutazione durante l'analisi, qualunque sia la metodologia adottata.

Parimenti, si è ritenuto che l'approccio metodologico, qualunque sia la metodologia adottata, dovesse avere lo stesso livello di approfondimento sia per impianti nuovi che per impianti esistenti, in quanto l'esperienza storica sugli impianti esistenti può compensare la minore disponibilità di documentazione aggiornata relativa agli impianti medesimi.

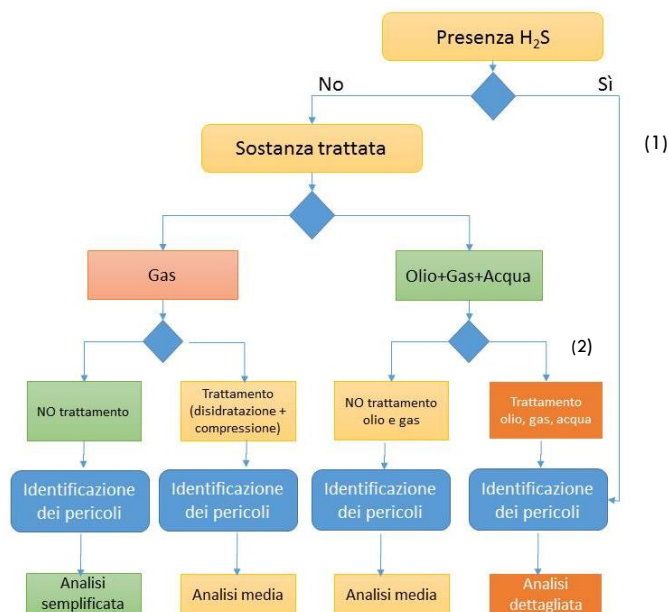


Figura SE1. Diagramma di selezione della metodologia di analisi del rischio

- ¹ Per gli impianti esistenti è ammesso l'uso della metodologia media arricchita di alcuni elementi di quella dettagliata (vedi C.3.4 Analisi dettagliata e Allegato 3 paragrafo 2.2.1)
- ² Per gli impianti esistenti può essere adeguata un'analisi di tipo medio

In ogni caso, per motivate circostanze, l'Operatore può sempre concordare con l'Autorità una tipologia di analisi differente da quelle proposte.

- **Significatività delle modifiche**

Anche la definizione di modifica sostanziale ha grande importanza poiché tale concordata classificazione sarà dirimente rispetto alla necessità o meno di presentare una Relazione grandi rischi modificata all'Autorità. Le Linee Guida presentano una proposta di definizione di modifica sostanziale. Si intende considerare modifica sostanziale la modifica che comporti un incremento non trascurabile del valore di rischio (variazione dell'ordine di grandezza in aumento, variazione della cella nella matrice di rischio, ...) o una diversa distribuzione spaziale del rischio. Tali modifiche possono riguardare:

- La modifica di un elemento critico per la sicurezza e l'ambiente
- La modifica di una barriera protettiva o mitigativa
- La modifica delle condizioni operative di impianto, rispetto a quanto previsto in sede di progetto (in termini di portata, pressione, temperatura, volumi, etc.)
- L'introduzione di nuovi pericoli in grado di produrre un incidente rilevante (es. introduzione di nuove sostanze pericolose)
- Ogni modifica che comporti la revisione dell'elenco degli elementi critici.

- **Criteri di tollerabilità del rischio**

Il criterio di accettabilità del rischio illustra il livello di rischio complessivo che può essere classificato come tollerabile, per un determinato periodo di tempo o in una certa fase dell'attività dell'impianto. I criteri di accettabilità del rischio devono essere definiti sia per la valutazione del rischio per il personale sia per la valutazione del rischio per l'ambiente.

Esistono diverse tipologie di criteri di accettabilità applicabili per diversi scopi e per livelli di dettaglio differenti. Nel caso di impianti *offshore*, in genere, per la definizione di criteri di accettabilità vengono adottate le seguenti scelte:

- Per le persone si fa riferimento a matrici di rischio, se vengono introdotti criteri qualitativi ovvero quantitativi per impianti esistenti, oppure si fa riferimento al rischio individuale (valutando il valore IRPA – *Individual Risk per Annum*) se vengono introdotti criteri quantitativi.
- Per l'ambiente si può fare riferimento ad un criterio basato sull'utilizzo di matrici di rischio.

In entrambi i casi vengono stabilite delle soglie di accettabilità, al di sotto delle quali il livello di rischio è considerato accettabile, e soglie di non accettabilità, al di sopra delle quali il livello di rischio non può essere in alcun modo giustificabile. Nella fascia compresa tra queste due soglie è presente la regione ALARP, *as low as reasonably practicable*.

Per quanto riguarda la tollerabilità del rischio per le persone, le Linee Guida propongono possibili criteri di accettabilità che possono essere utilizzati e che sono ripresi dall'HSE UK. Essi esprimono il rischio individuale medio (IRPA) per un impianto *offshore*:

- Massimo rischio tollerabile per un'installazione in generale: 10^{-3} [1/anno]
- Punto di riferimento per le installazioni nuove/moderne: 10^{-4} [1/anno]
- Rischio accettabile in generale: 10^{-6} per [1/anno].

Per quanto riguarda la tollerabilità del rischio del rischio ambientale, le Linee Guida propongono un possibile criterio che tiene in considerazione:

- un livello di sensitività del recettore;
- la severità del danno eventualmente conseguente ad un evento incidentale.

- **Struttura del documento**

Le Linee Guida sono strutturate in capitoli, ciascuno dei quali contiene la lista dei temi, dei documenti, delle dichiarazioni e delle dimostrazioni che l'Operatore deve fornire, che l'Ente di Certificazione deve verificare e che l'Autorità deve valutare per poi esprimere il proprio parere rispetto al permesso richiesto dall'Operatore per la fase della vita dell'impianto di interesse.

Ad esempio, l'operatore che ha intenzione di effettuare una operazione di pozzo deve presentare, secondo l'Art. 11 comma 1 lettera h), una comunicazione all'Autorità che informa su questa intenzione. La comunicazione conterrà, altresì, tutte le informazioni che supporteranno l'Autorità nella concessione del permesso ad effettuare operazioni di pozzo e tali informazioni includeranno, necessariamente, tutte le analisi preliminari svolte dall'operatore per dimostrare che le operazioni pianificate presentano un livello di rischio accettabile. Il capitolo delle Linee Guida relativo alla comunicazione di operazioni di pozzo riporta l'indice, il formato e il tipo di contenuto atteso della documentazione da presentare all'Autorità per essere da essa valutata per il conferimento del permesso a procedere all'effettuazione dell'operazione di pozzo pianificata. Vale la pena ricordare che l'Operatore non può effettuare operazioni di pozzo se non ha presentato la comunicazione al Comitato istituito dal Decreto stesso (Art. 8) e se non tiene conto degli eventuali rilievi fatti dall'Autorità (nel caso delle operazioni di pozzo, all'UNMIG).

Per ciascuna fase o tipologia di intervento pianificata dall'Operatore per la quale, ai sensi del Decreto, occorre presentare una comunicazione oppure una RGR, la Linea Guida prevede un capitolo dedicato. Dopo un capitolo di apertura (CAP. 2) che riporta una introduzione ai principi alla base della progettazione della sicurezza e dell'analisi di rischio, elemento chiave della RGR, il testo riporta, quindi, la serie di capitoli contenenti le guide alla redazione della documentazione richiesta dal decreto a seconda della fase del ciclo di vita dell'impianto:

- Per redigere una relazione grandi rischi di un impianto di produzione esistente o in progetto, si consulti il CAP. 3
- Per comunicare all'Autorità l'effettuazione di operazioni combinate, si consulti il CAP. 4, avendo cura di verificare preventivamente la disponibilità di una relazione grandi rischi stilata per l'impianto di produzione e una per l'impianto non destinato alla produzione eventualmente coinvolti nelle operazioni combinate.
- Per redigere una relazione grandi rischi di un impianto non destinato alla produzione, si consulti il CAP. 5
- Per comunicare all'Autorità una modifica sostanziale di un impianto di produzione o di un impianto non destinato alla produzione, si deve redigere una relazione grandi rischi modificata e si può fare riferimento al CAP. 6.
- Per comunicare all'Autorità l'effettuazione di un'operazione di pozzo, sia in caso di operazione in prossimità di un impianto in produzione, sia in caso di operazione preliminare all'installazione di un impianto di produzione, si consulti il CAP. 7.
- Per comunicare all'Autorità il progetto di un nuovo impianto di produzione pianificato, si consulti il CAP.8.
- Per comunicare all'Autorità il trasferimento di un impianto di produzione, si consulti ancora il CAP.8.
- Per comunicare all'Autorità la rimozione di un impianto di produzione, si deve redigere una relazione grandi rischi modificata e si può fare riferimento al CAP. 9.

Ciascuna guida (ciascun capitolo) si articola, poi, in 4 sezioni principali:

- A – contenente i dati identificativi, l'ubicazione e la descrizione dell'impianto;
- B – contenente i dettagli relativi alla gestione dell'impianto;
- C – contenente l'analisi della sicurezza dell'impianto;
- D – contenente i dettagli operativi relativi alla gestione della sicurezza e delle emergenze.

Anche l'editing del testo è stato pensato per evidenziare le diverse categorie di informazioni contenute nelle Linee Guida. Vengono utilizzati riquadri con sfondi di diverso colore per identificare informazioni, definizioni, esempi a supporto del lettore e per separare questi testi da quelli che realmente guidano l'Operatore alla compilazione della relazione completa.

Il testo è, poi, corredato da una serie di Allegati che sono stati elaborati per approfondire alcuni aspetti presentati nelle Linee Guida oppure per fornire *template* da utilizzare nella redazione della documentazione richiesta.

Di seguito, l'elenco degli Allegati:

- Allegato 1 - Classificazione luoghi pericolosi per presenza di atmosfere esplosive (*hazardous area*);
- Allegato 2 - Criteri di sicurezza;
- Allegato 3 - Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente (*risk target*);
- Allegato 4 - Analisi di rischio;
- Allegato 5 – Gestione degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente;
- Allegato 6 - Metodologia SIMOPS;
- Allegato 7 - Concetti di base per la dismissione di un impianto di produzione.

CAP. 1: Introduzione

1.1 OBIETTIVO DEL TESTO

Il Decreto Legislativo del 18 agosto 2015, n. 145, “Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE”, ha individuato la strategia per il controllo da parte dell’Autorità Pubblica della sicurezza delle piattaforme *offshore* per l’estrazione di idrocarburi.

Parte fondante della strategia è la richiesta che l’Autorità presenta alle Compagnie che desiderano operare o che già esercitano installazioni *offshore* nelle acque marine italiane: la redazione di una relazione grandi rischi che descriva le caratteristiche impiantistiche e le prestazioni rilevanti ai fini della sicurezza degli impianti in progetto o in esercizio.

Il Decreto Legislativo recepisce la Direttiva Europea 2013/30 formulata a seguito dell’incidente verificatosi nell’area di Macondo del Golfo del Messico e allinea l’Italia come Paese produttore di idrocarburi al resto d’Europa. Altri Paesi Europei, ad esempio la Norvegia o il Regno Unito, hanno già da tempo posto in essere un corpus legislativo rilevante sul tema e, parallelamente, un ampio insieme di documenti atti a supportare gli Operatori, gli Enti verificatori e le Autorità nella redazione e verifica di tutta la reportistica richiedibile ai sensi delle norme vigenti.

Al fine di garantire un’efficace implementazione del Decreto Legislativo, sono state preparate le presenti linee guida di supporto all’Operatore e all’Autorità Competente per la stesura e verifica delle valutazioni da effettuarsi e della documentazione da prodursi. Tali linee guida sono espressamente richieste dalla normativa come puntualizzato di seguito.

La considerazione n. 30 della Direttiva 2013/30/UE raccomanda: “Per garantire la sicurezza nella progettazione e operazioni costantemente sicure, gli operatori del settore sono tenuti a seguire le migliori pratiche definite in norme regolamentari e linee guida autorevoli...” e che “...Tenendo in debito conto le priorità stabilite, **dovrebbe essere commissionata senza indugio la preparazione di norme e linee guida nuove o migliorate.**”

Il D.Lgs. 145/2015 all’art. 9 comma 1 lettera c) richiede: “**Il Comitato: [...] c) istituisce processi e procedure per la valutazione approfondita delle relazioni sui grandi rischi e delle comunicazioni presentate a norma dell’articolo 11**”. Lo stesso D.Lgs. all’art. 19 comma 8 richiede il coinvolgimento degli operatori nella elaborazione delle linee guida: “**Gli operatori, in consultazione con il Comitato [...], elaborano e rivedono le norme e le linee guida sulle migliori pratiche in relazione al controllo dei grandi rischi** per tutto il ciclo di progettazione, esercizio ed esecuzione delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che seguono, come minimo, gli orientamenti contenuti nell’allegato VI” (allegato VI : “**Gli aspetti da prendere in considerazione nella definizione delle priorità per lo sviluppo di norme e linee guida riguardano la concreta attuazione della prevenzione degli incidenti gravi e la limitazione delle loro conseguenze**”).

L’allegato III dello stesso D.Lgs.145/2015 al punto 2.1.b ribadisce che **il Comitato** predispone “le procedure operative che descrivono il modo in cui essa effettua i controlli e **provvede ad assolvere ai compiti previsti nella presente direttiva per gli operatori e i proprietari, comprese le modalità di gestione, valutazione e accettazione delle relazioni sui grandi rischi**” ed al punto 2.2 ribadisce che “...**Il Comitato provvede** affinché le prescrizioni relative agli elementi seguenti **siano chiaramente indicate nelle linee guida destinate agli operatori**

o ai proprietari: a) tutti i rischi prevedibili in grado di causare un incidente grave, anche per l'ambiente, sono stati individuati e valutati così come sono state individuate le misure atte a controllarli, compresi gli interventi di emergenza;...”

L'allegato IV dello stesso D.Lgs. 145/2015 al punto 2 definisce con chiarezza che è il Comitato (come autorità competente) che sviluppa linee guida con la collaborazione degli operatori: **“Gli operatori del settore collaborano con le autorità competenti** per stabilire e attuare un piano di priorità **per lo sviluppo** di normative, **linee guida** e regolamenti che conducono alle migliori pratiche **nella prevenzione degli incidenti gravi e nella limitazione delle conseguenze** di questi ultimi nel caso in cui si verificano comunque”.

Il DPCM del 27 settembre 2016, che stabilisce le modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare nonché le procedure amministrative per gli adempimenti connessi alle funzioni del Comitato, all'art. 4 comma 11 ribadisce che è il Comitato che “...in consultazione con gli operatori e/o le associazioni di categoria industriali di settore, **definisce norme e linee guida sulle migliori pratiche in relazione al controllo dei grandi rischi...**”. Altri articoli dello stesso DPCM precisano che è il Comitato che emana (o approva nel caso queste siano state predisposte secondo le indicazioni del D.Lgs. 145/2015 e dallo stesso condivise) linee guida sulla conduzione delle operazioni a mare. In particolare l'art. 7 comma 2 sulle modifiche non sostanziali: **“Le modifiche non sostanziali [...] sono elencate in apposite guide tecniche operative emanate dal Comitato...**” e l'art. 9 comma 5 sulla possibilità di redigere la Relazione Grandi Rischi per gruppi di impianti: “Qualora l'operatore intenda procedere alla redazione della relazione sui grandi rischi per un gruppo di impianti, ne fa richiesta al Comitato, che accorda tale facoltà nel caso in cui ne ricorrano i **presupposti definiti in apposite linee guida tecniche operative previste in attuazione del decreto legislativo n. 145 del 2015**”.

L'obiettivo di questo testo è, quindi, di fornire una guida alla redazione della relazione grandi rischi (da qui in avanti indicata con l'abbreviativo RGR). Il testo è strutturato in modo da essere di agevole consultazione da parte del personale incaricato di redigere, verificare e valutare le relazioni.

1.2 A CHI SI RIVOLGONO LE LINEE GUIDA

Il testo che segue è destinato a supportare tre diverse figure:

- L'Operatore: le linee guida lo supportano nella redazione della propria RGR indicandogli i contenuti minimi che l'Autorità richiede nella documentazione;
- L'Autorità: le linee guida la supportano in sede di verifica della documentazione presentata dall'Operatore. Esse contengono i riferimenti di legge e le buone pratiche che agevolano la lettura, la revisione e la valutazione delle analisi proposte dall'Operatore;
- L'Ente verificatore: le linee guida indicano quali siano le informazioni che l'Operatore ha dovuto fornire e propongono degli schemi di verifica standardizzati, pensati per agevolare l'attività degli Enti verificatori (così come avviene in altri paesi Europei).

Responsabilità

- L'Operatore è responsabile della documentazione prodotta e delle analisi in essa contenute. I documenti prodotti ai sensi del D.Lgs. 145/2015 devono essere firmati con firma digitale dall'Operatore; la documentazione deve inoltre riportare i riferimenti e la firma delle persone che li hanno redatti e verificati.

1.3 CAMPO DI APPLICAZIONE DELLE LINEE GUIDA E CICLO DI VITA DELL'IMPIANTO

Ai sensi dell'Art. 11 del D.Lgs. n. 145/2015, l'Operatore è tenuto alla redazione di una RGR o di una Relazione dettagliata per la comunicazione per ciascuna fase del ciclo di vita dell'impianto, dalla fase di progetto a quella di rimozione.

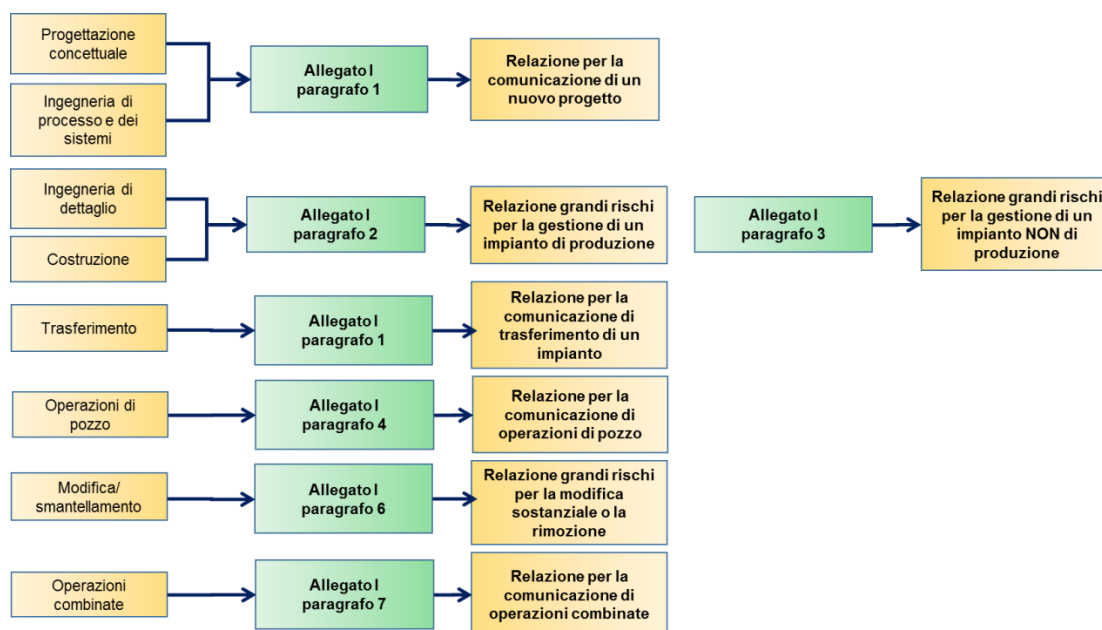


Figura 1. Fasi del ciclo di vita dell'impianto e corrispondenza con gli allegati del decreto

Come presentato in Figura 1, il Decreto stabilisce quale tipologia di documento sia necessario fornire per ciascuna fase della vita dell'impianto.

Le fasi individuate sono:

- Progetto dell'impianto non destinato alla produzione;
- Gestione dell'impianto non destinato alla produzione;
- Effettuazione di un'operazione di pozzo;
- Progetto dell'impianto di produzione pianificato;
- Gestione dell'impianto di produzione;
- Effettuazione di operazioni combinate;
- Modifica sostanziale;
- Trasferimento di un impianto;
- Smantellamento.

Nella vita di un impianto scorrono diverse fasi e quindi è necessario che le Relazioni grandi rischi siano costantemente aggiornate a seconda della fase attraversata dall'impianto ed, in

ogni caso, devono essere sottoposte a **revisione periodica ogni 5 anni**, ai sensi dell'Art. 12 comma 7 o dell'Art. 13 comma 7.

1.4 TEMPISTICHE

Per quanto riguarda lo schema delle tempistiche di presentazione dei documenti da produrre ai sensi del D.Lgs. 145/2015, esso viene riportato nelle Figure 2, 3 e 4. Da esse si può evincere l'iter procedurale richiesto nel caso di impianti non destinati alla produzione e nel caso di impianti di produzione.

Nel caso di impianto non destinato alla produzione (Figura 2):

- L'Operatore presenta la Relazione grandi rischi per un impianto non destinato alla produzione (CAP. 5 di queste linee guida), sulla quale il Comitato fa le proprie osservazioni e comunica all'UNMIG il proprio responso. L'Operatore presenta sia istanza di perforazione all'UNMIG, ai sensi del D.Lgs. 624/96, sia la comunicazione di operazioni di pozzo (CAP. 7) al Comitato. Il Comitato valuta la comunicazione. L'UNMIG effettua le proprie valutazioni sull'istanza e, in caso di esito positivo, comunica all'Operatore l'approvazione per la perforazione. L'accettazione avviene solo se l'Operatore ha già svolto la VIA prima della presentazione dei documenti.

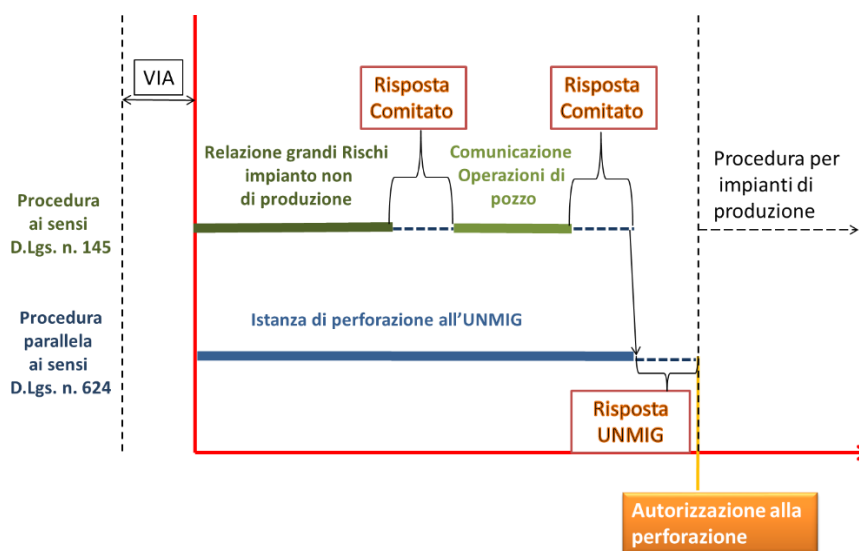


Figura 2. Procedura per un impianto non destinato alla produzione

Nel caso di impianto di produzione:

- Nuovo progetto: l'Operatore presenta la comunicazione di nuovo progetto (CAP. 8), e il Comitato presenta le proprie osservazioni. A seguito della conclusione del progetto l'Operatore presenta la Relazione grandi rischi per impianto di produzione (CAP. 3) e a seguito dell'accettazione da parte del Comitato, l'Operatore è autorizzato ad iniziare la costruzione.

Al termine delle operazioni di costruzione, l'Operatore ne dà comunicazione al Comitato il quale avvia la verifica di conformità al progetto. A seguito del parere positivo, l'Operatore ottiene l'autorizzazione all'esercizio dell'impianto (a norma dell'Art. 90 del D.Lgs. 624/1996).

In Figura 3 ed in Figura 4 sono mostrati gli schemi delle tempistiche per l'autorizzazione all'esercizio di un nuovo impianto di produzione che contemplano la

possibilità che l'Operatore debba procedere a modifiche sostanziali dopo (CASO A) o durante (CASO B) l'installazione dell'impianto.

- Esistente: l'Operatore, nel caso di impianti esistenti è tenuto a presentare la Relazione grandi rischi per impianto di produzione (CAP. 3) entro il 19 Luglio 2018.

Nel caso in cui debba effettuare modifiche sostanziali sull'impianto esistente entro tale data (con completamento dei lavori entro il 19 luglio 2018), l'Operatore presenta unicamente una Relazione grandi rischi per l'impianto modificato 3 mesi prima dell'inizio dei lavori.

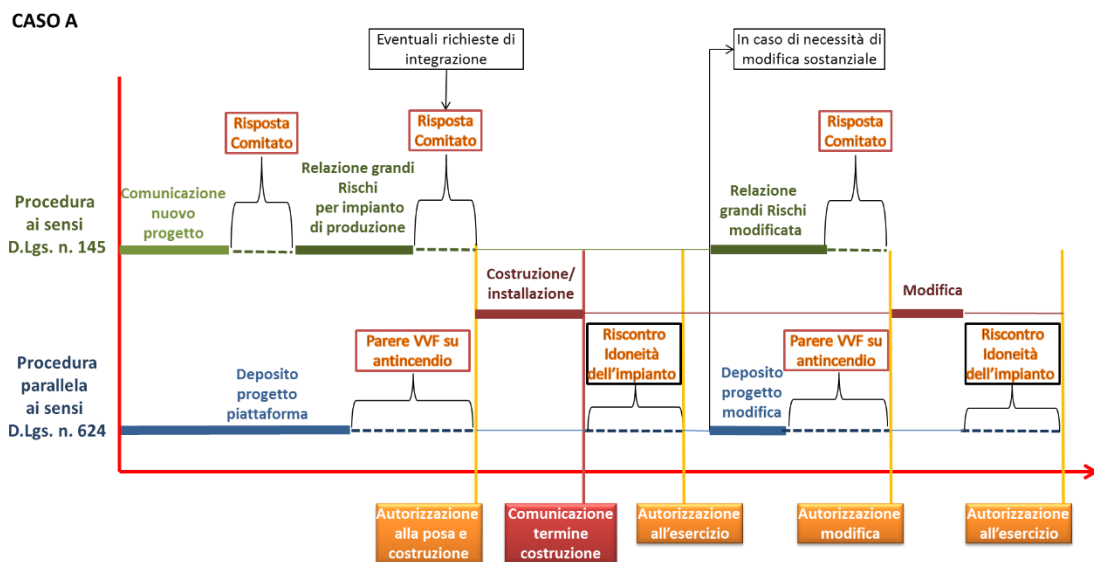


Figura 3. Procedura per un impianto di produzione – CASO A: l'eventuale modifica avviene dopo il completamento dell'installazione e l'avvio delle operazioni

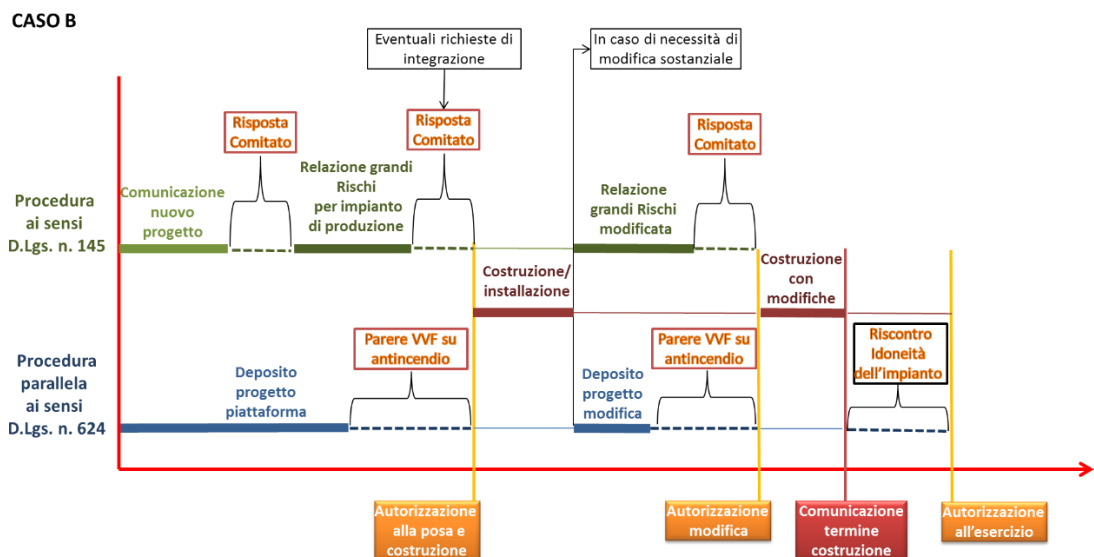


Figura 4. Procedura per un impianto di produzione – CASO B: l'eventuale modifica avviene durante il completamento dell'installazione e prima l'avvio delle operazioni

Scadenze e sanzioni

Le principali tempistiche ai sensi del D.Lgs. 145/2015 riguardano:

- **Comunicazione di nuovo progetto:** deve essere presentata al Comitato entro i termini da esso stabiliti e comunque prima della presentazione prevista della Relazione sui grandi rischi per l'operazione pianificata.
La mancata presentazione dei documenti e l'eventuale avvio di operazioni senza l'autorizzazione del Comitato è soggetta a **sanzione** a norma dell'Art. 32 comma 2.
- **Comunicazione operazioni di pozzo:** deve essere presentata al Comitato entro i termini da esso stabiliti e comunque prima dell'avvio delle operazioni.
La mancata presentazione dei documenti e l'eventuale avvio di operazioni senza l'autorizzazione del Comitato è soggetta a **sanzione** a norma dell'Art. 32 comma 2.
- **Relazione grandi rischi:** deve essere presentata al Comitato entro i termini da esso stabiliti e comunque prima del previsto avvio delle operazioni.
La mancata presentazione dei documenti e l'eventuale avvio di operazioni senza l'autorizzazione del Comitato è soggetta a **sanzione** a norma dell'Art. 32.
Le Relazioni grandi rischi devono essere aggiornate a seconda della fase vissuta dall'impianto ed, in ogni caso, sottoposte a revisione periodica ogni 5 anni. [Art. 12 comma 7 o Art. 13 comma 7].
Il mancato aggiornamento delle relazioni è soggetto a **sanzione** a norma dell'Art. 32 comma 5.
- **Modifica sostanziale:** se la modifica incide sulle informazioni fornite nella comunicazione di nuovo progetto o di trasferimento, prima della presentazione della Relazione grandi rischi se ne deve dare tempestiva comunicazione al Comitato e con le tempistiche definite dall'Art. 11 comma 3.
Se la modifica deve essere apportata dopo la presentazione della Relazione, l'Operatore invia al Comitato una Relazione grandi rischi modificata almeno 90 giorni prima dell'inizio dei lavori. [Art. 12 comma 5 e Art. 13 comma 4]
La mancata presentazione della Relazione modificata è soggetta a **sanzione** a norma dell'Art. 32.

Per quanto riguarda i termini stabiliti dal Comitato, il DPCM 27 settembre 2016 stabilisce che:

- Per Comunicazioni di operazioni di pozzo, combinate e progetti di nuovi impianti di produzione, l'Operatore debba fornire la documentazione almeno 5 mesi prima dell'avvio presunto delle attività;
- Per le Comunicazioni relative al trasferimento di un impianto, l'Operatore debba fornire la documentazione almeno 90 giorni prima dell'avvio presunto delle attività;
- Per le Relazioni grandi rischi di impianti di produzione e non destinati alla produzione e per la Reazione grandi rischi modificata, l'Operatore debba presentare la documentazione almeno 3 mesi prima dell'avvio delle operazioni o dell'implementazione delle modifiche.

1.5 DEFINIZIONI UTILI: IMPIANTO E LIMITI DI BATTERIA

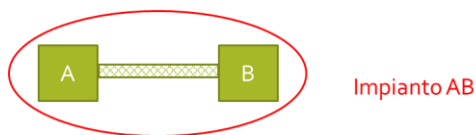
La documentazione da produrre ai sensi del D.Lgs. 145/2015 dovrà essere presentata per ciascun "impianto", inteso come "una struttura in stazionamento, fissa o mobile, o una combinazione di strutture permanentemente interconnesse tramite ponti o altre strutture, utilizzata

per attività in mare nel settore degli idrocarburi o connesse a tali operazioni. Gli impianti comprendono le piattaforme di perforazione mobili solo quando le stesse sono stazionate in mare per attività di perforazione, produzione o altre attività connesse alle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi” [Art. 2 comma p].

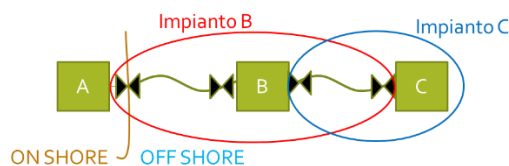
La definizione dei limiti di batteria dell'impianto è un aspetto fondamentale al fine di garantire che il rischio e la relativa accettabilità siano valutati correttamente. Una eccessiva frammentazione dello studio potrebbe portare a sottovalutare i potenziali effetti domino o le interazioni che potrebbero instaurarsi tra parti di impianto o impianti collegati da strutture o *sealines*, portando a concludere, erroneamente, che il rischio sia sempre accettabile. Al fine di scongiurare tali errori, si forniscono di seguito alcune raccomandazioni per definire correttamente i limiti di batteria dell'impianto. Ciò non toglie che si possa, anzi, sia auspicabile, valutare nello stesso studio anche più impianti (gruppi di impianti) secondo le modalità definite in coda a questa sezione.

La documentazione dovrà essere presentata seguendo le seguenti raccomandazioni:

- Per gli impianti singoli, comprendendo, per esempio, impianti a struttura reticolare a 4 - 8 gambe, oppure strutture monotubolari, la documentazione potrà essere redatta per ciascun impianto o per gruppi di impianti (in tal caso seguendo le modalità indicate nel seguito);
- Per gli impianti collegati da ponti (*cluster*) o da altre infrastrutture poste al di sopra del livello del mare (ad esempio, una struttura reticolare con 8 gambe collegata con ponte ad una piattaforma di compressione), la documentazione dovrà essere redatta comprendendo almeno tutte le strutture collegate. Si raccomanda di valutare congiuntamente anche impianti che, pur non essendo connessi da infrastrutture poste al di sopra del livello del mare, possano, in caso di incidente, coinvolgersi vicendevolmente con effetti domino.



- Per gli impianti collegati tra loro da *sealines*, la documentazione potrà essere redatta per ciascun impianto interconnesso tramite *sealines* o per gruppi di impianti (in tal caso seguendo le modalità indicate nel seguito); nel caso si effettui l'analisi per il singolo impianto, nella valutazione si dovranno considerare anche le *sealines* collegate all'impianto fino alla prima valvola di isolamento presente sull'impianto adiacente (l'impianto a cui la *sealine* va a connettersi).



- Per quanto riguarda le FPSO, esse vengono considerate come un unico impianto, unitamente alle *sealines* e alle teste pozzo a cui sono connesse, pertanto la documentazione che dovrà essere prodotta considererà il tutto come un unico impianto. Le unità FSO al servizio di altri impianti di produzione potranno essere considerate come singoli impianti o parte dell'impianto di produzione a cui afferiscono (secondo i criteri indicati al punto precedente). Per la loro trattazione e analisi si potrà far riferimento ai suggerimenti forniti in questa linea guida per le FPSO (descrizione, mappatura dei rischi, etc.).

Vengono escluse, ai sensi del D.Lgs. n. 145 Art. 2 comma 1 lettera gg), le condotte di trasporto di idrocarburi da una costa all'altra.

Come detto precedentemente, è ammessa, anzi auspicabile, l'analisi congiunta di più impianti (gruppi di impianti), anche limitando la valutazione semi-quantitativa o quantitativa del rischio agli impianti più rappresentativi del gruppo: questo consentirà di valutare al meglio le potenziali interazioni ed effetti domino che potrebbero manifestarsi in caso di incidente.

Qualora si intenda predisporre la documentazione per un gruppo di impianti si dovrà in ogni caso fornire quanto segue:

- la descrizione di ciascun impianto del gruppo per gli aspetti di localizzazione e costruttivi;
- la descrizione delle modalità di gestione di ciascun impianto;
- la valutazione sistematica dei pericoli presenti e degli elementi critici della sicurezza, singolarmente per ciascun impianto;
- la descrizione delle specificità di ciascun impianto (se presenti) per gli aspetti di gestione della sicurezza e pianificazione dell'emergenza.

Si potranno considerare appartenenti allo stesso gruppo gli impianti che presentano tutte le caratteristiche di seguito indicate:

- gestione degli impianti, della logistica e dell'emergenza da un'unica base di controllo/centrale di raccolta;
- localizzazione in una stessa area circoscritta, caratterizzata da caratteristiche/vulnerabilità ambientali simili (l'Operatore potrà proporre un approccio proprio per tale valutazione o riferirsi ai criteri proposti in Allegato 3 circa la valutazione della tollerabilità del rischio ambientale); non è ammesso che gruppi diversi insistano sulle stesse aree intersecandosi;
- impianti tutti in esercizio; non è ammesso inserire nello stesso gruppo impianti esistenti ed impianti in progetto dal momento che le pratiche da attuare sono differenziate.

L'Operatore dovrà identificare, per ogni gruppo di impianti, uno o più impianti rappresentativi da descrivere e valutare nel dettaglio secondo le indicazioni fornite da queste linee guida. La selezione dell'impianto o degli impianti rappresentativi dovrà essere opportunamente documentata e basarsi sul principio che segue:

- per tipologia delle sostanze trattate, dimensione dell'impianto, presenza di personale a bordo, ecc., l'impianto o gli impianti selezionati presentano un rischio di incidente più significativo rispetto agli altri impianti del gruppo e, pertanto, la loro valutazione risulta essere cautelativa e rappresentativa di tutto il gruppo.

Dunque, se l'Operatore opta per la produzione della documentazione per un gruppo di impianti, tale documentazione dovrà contenere (con riferimento alle sezioni di questa linea guida, CAP. 3):

- la descrizione e valutazione completa degli impianti rappresentativi identificati;
- una descrizione di tutti gli impianti del gruppo e delle modalità di gestione, utilizzando i criteri forniti in questa linea guida per la parte A e per la parte B; potrà essere fornita una descrizione generale per gli aspetti in cui gli impianti del gruppo presentano similitudini, ma dovranno essere individuati e descritti puntualmente gli aspetti che li differenziano al fine di consentire agli enti preposti di disporre di una completa descrizione di ogni impianto e delle sue modalità di gestione;
- le parti C.1, C.2, C.3.3, C.3.6, C.4 specifiche per ciascun impianto del gruppo;

- la parte D completa per ciascun impianto del gruppo salvo che il Sistema di Gestione della Sicurezza e il Piano di Emergenza siano unici per il gruppo.

Le altre parti potranno essere compilate con riferimento all'impianto o agli impianti più rappresentativi del gruppo.

L'operatore dovrà documentare la scelta degli impianti più rappresentativi mediante una valutazione oggettiva che dimostri che la valutazione di rischio così effettuata è cautelativa rispetto alla valutazione di tutti i singoli impianti.

1.6 GUIDA ALLA LETTURA DELLE LINEE GUIDA

Dopo un capitolo di apertura (**CAP. 2**) che riporta una introduzione ai principi alla base della progettazione della sicurezza e dell'analisi di rischio, elemento chiave della RGR, il testo riporta la serie di capitoli contenenti le guide alla redazione della documentazione richiesta dal decreto a seconda della fase del ciclo di vita dell'impianto.

Queste linee guida tengono conto della struttura del Decreto e delle richieste specifiche da esso delineate indicando per ciascuna fase il dettaglio da fornire all'Autorità.

In particolare, si può fare riferimento alla seguente modalità di utilizzo del presente testo:

- ➔ Per redigere una Relazione grandi rischi di un **impianto di produzione esistente** o in progetto, si consulti il **CAP. 3**;
- ➔ Per **comunicare** all'Autorità l'effettuazione di **operazioni combinate**, si consulti il **CAP. 4**, avendo cura di verificare preventivamente la disponibilità di una Relazione grandi rischi stilata per l'impianto di produzione e una per l'impianto non destinato alla produzione eventualmente coinvolti nelle operazioni combinate;
- ➔ Per redigere una Relazione grandi rischi di un **impianto non destinato alla produzione**, si consulti il **CAP. 5**;
- ➔ Per **comunicare** all'Autorità una **modifica sostanziale** di un impianto di produzione o di un impianto non destinato alla produzione, si deve redigere una Relazione grandi rischi modificata e si può fare riferimento al **CAP. 6**;
- ➔ Per **comunicare** all'Autorità l'effettuazione di un'**operazione di pozzo**, si consulti il **CAP. 7**;
- ➔ Per comunicare all'Autorità il progetto di un **nuovo impianto** di produzione pianificato, si consulti il **CAP.8**;
- ➔ Per **comunicare** all'Autorità il **trasferimento** di un **impianto di produzione**, si consulti ancora il **CAP.8**;
- ➔ Per **comunicare** all'Autorità la **rimozione** di un impianto di produzione, si deve redigere una Relazione grandi rischi modificata e si può fare riferimento al **CAP. 9**.

Ciascuna guida (ciascun capitolo) si articola, poi, in 4 sezioni principali:

- A – contenente i dati identificativi, l'ubicazione e la descrizione dell'impianto;
- B – contenente i dettagli relativi alla gestione dell'impianto;

C – contenente l'analisi della sicurezza dell'impianto;

D – contenente i dettagli operativi relativi alla gestione della sicurezza e delle emergenze.

L'editing del testo è pensato per evidenziare le diverse categorie di informazioni contenute nella linea guida:

1. Il testo nel riquadro a sfondo bianco, generalmente posto all'inizio del paragrafo, riporta i principi generali dell'argomento analizzato;
2. Il testo nel riquadro a sfondo rosa contiene definizioni o citazioni utili per meglio interpretare le richieste;
3. Il testo nel riquadro a sfondo blu contiene esempi delle possibili informazioni che si potrebbero inserire nella documentazione da presentare;
4. Il testo libero, infine, descrive quali contenuti dovrebbero essere forniti nella documentazione da presentare.

Nella Figura 5 viene riportato un estratto del testo principale, che mostra l'aspetto del testo presente nella linea guida.

Poiché la Relazione relativa agli impianti di produzione esistenti è la Relazione più completa che venga richiesta, questa è stata individuata come la linea guida principale ed è presentata per esteso nel CAP. 3. Quando opportuno, nelle linee guida alla redazione della documentazione richiesta per le altre fasi di vita dell'impianto, possono essere stati riportati riferimenti alla linea guida principale: l'utilizzatore è invitato a prendere visione della corrispondente voce estesa presente nel CAP. 3.

Il testo è, poi, corredato da una serie di **ALLEGATI** che sono stati elaborati per approfondire alcuni aspetti presentati nelle linee guida oppure per fornire *template* da utilizzare nella redazione della documentazione richiesta.

Di seguito l'elenco degli Allegati:

- Allegato 1 - Classificazione luoghi pericolosi per presenza di atmosfere esplosive (*hazardous areas*);
- Allegato 2 - Criteri di sicurezza;
- Allegato 3 - Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente (*risk target*);
- Allegato 4 - Analisi di rischio;
- Allegato 5 - Gestione degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente;
- Allegato 6 - Metodologia SIMOPS;
- Allegato 7 - Concetti di base per la dismissione di un impianto di produzione.

A. DATI IDENTIFICATIVI, UBICAZIONE E DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE

Le informazioni da inserire all'interno della RGR dovrebbero includere tutte le caratteristiche riguardanti l'installazione, l'impianto e il sistema, la localizzazione e le caratteristiche dell'ambiente circostante, tutte le attività da svolgere nell'impianto, o in connessione con esso, in modo da collegarle con i pericoli che presentino un potenziale di causare un incidente grave. Le stesse richieste sono valide anche nel caso in cui si tratti di una FPSO. La RGR dovrebbe strutturare le informazioni in modo chiaro e succinto e in modo tale da dimostrare che le richieste del Decreto siano corrisposte. Riferimenti a documenti non disponibili non sono ritenuti accettabili. Nel caso in cui i documenti richiesti siano stati sviluppati per altri adempimenti legislativi, essi potranno essere semplicemente richiamati. Il Decreto richiede, inoltre, che i codici, le norme e le linee guida pertinenti utilizzati per la costruzione e la messa in servizio dell'impianto siano citati all'interno della Relazione.

Principi generali

L'Operatore deve fornire almeno i seguenti elementi utili all'identificazione e alla descrizione dell'impianto di produzione.

A.1. DATI GENERALI

A.1.1 Informazioni relative all'Operatore

Riportare il nome e l'indirizzo (sede legale) dell'Operatore dell'impianto.

Operatore: il licenziatario autorizzato dall'autorità preposta al rilascio delle licenze a condurre operazioni in mare e di pozzo nel settore degli idrocarburi, in qualità di rappresentante unico [Art. 2 comma cc].

Richiesta informazioni

Definizioni

A.2. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE

A.2.1 Posizione e cartografia, planimetrie e sezioni dell'installazione

Riportare tutte le informazioni cartografiche e i disegni atti a caratterizzare la posizione dell'impianto, la disposizione orizzontale e verticale delle strutture e delle apparecchiature.

Le informazioni che dovrebbero figurare sono:

- Sezioni longitudinali/elevazioni dell'impianto con viste Nord/Sud/Est/Ovest (le più significative);
- Layout generale se in presenza di più impianti installati con relativi collegamenti;
- Percorsi e Layout generale condotte sottomarine;
- Mappa cartografica;
- Coordinate.

Esempi

Richiesta informazioni

Riportare tutti i vincoli e le limitazioni alla navigazione entro l'area di sicurezza, definita a norma dell'Art. 2 comma tt del D. Lgs. n. 145/2015 come entro 500 metri dall'impianto. Entro l'area di sicurezza devono essere descritti eventuali dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure impiegate per impedire l'accesso a tutte le persone non autorizzate e per impedire la navigazione di tutte le imbarcazioni non collegate all'attività di impianto.

Figura 5. Articolazione del testo principale delle linee guida

CAP. 2: Principi tecnici

In questo capitolo vengono riportate alcune regole tecniche generali sulle quali dovrebbero essere basati tutti i documenti inerenti la sicurezza degli impianti ai fini del miglioramento progettuale e operativo e per una adeguata verifica da parte degli enti di controllo.

2.1 PROCESSO DI VALUTAZIONE DEL RISCHIO DI INCIDENTI GRAVI

L'intenzione del legislatore è garantire che la RGR contenga la dimostrazione sistematica che tutti i pericoli con il potenziale di causare un incidente grave siano stati identificati, i loro rischi siano stati valutati, che siano identificate le misure appropriate per prevenire, se possibile, o mitigare il rischio ed assicurare che le misure adottate siano in accordo con i regolamenti vigenti.

Lo strumento di cui si può avvalere l'Operatore per adempiere a questi obblighi è l'analisi di rischio.

La metodologia e i criteri di valutazione del rischio adottati nella RGR devono essere esplicitati con chiarezza: la RGR deve sintetizzare l'approccio dell'Operatore al processo di valutazione del rischio, inclusi i metodi e i criteri utilizzati per dimostrare come i rischi di un incidente grave sono stati identificati e quantificati per assicurare l'accordo con i regolamenti vigenti.

Ambito di applicazione del processo di valutazione

Nella scelta dell'approccio di valutazione del rischio da adottare si devono prendere in considerazione:

1. Stadio di vita dell'impianto: a seconda dello stadio di vita dell'impianto sarà richiesta una metodologia più dettagliata o meno.
- Le attività del ciclo di vita possono includere:
 - Fase di perforazione e costruzione dei pozzi;
 - Fase di ingegneria di processo e dei sistemi;
 - Fase di ingegneria di dettaglio;
 - Fase di costruzione;
 - Fase di produzione con installazioni temporanee per condurre test;
 - Fase di produzione in condizioni stazionarie, includendo operazioni di routine e non;
 - Fase di produzione in condizioni stazionarie durante operazioni di manutenzione, sia condotte da contrattisti esterni sia condotti dal personale;
 - Fasi che prevedono operazioni combinate;
 - Modifiche programmate che includano cambiamenti nel processo, nell'equipaggiamento, nel personale, nelle procedure o nelle sostanze impiegate;
 - Fasi transitorie di avviamento/fermata;
 - Smantellamento e rimozione degli impianti, degli equipaggiamenti o delle sostanze.
2. Potenziale di rischio: maggiore sarà la magnitudo del potenziale danno maggiore sarà la necessità di adottare degli approcci più dettagliati al fine di poterne dimostrare l'effettiva accettabilità; metodi meno approfonditi potrebbero essere eccessivamente cautelativi;
3. Contesto decisionale (novità, incertezza, scelta dell'Operatore).

Un concetto chiave che deve essere sempre considerato è che l'analisi di rischio deve essere sviluppata non solo in termini di "ciclo di vita", ma anche con riferimento alle diverse condizioni operative come avviamento, produzione, manutenzione, ma anche variazioni in termini di temperatura e pressione, composizione chimica, che possono manifestarsi durante il periodo produttivo.

Analisi di rischio

Lo scopo principale dell'analisi di rischio è quello di identificare e valutare i pericoli derivanti da un'attività o un processo e determinare gli eventuali danni almeno per la salute delle persone e dell'ambiente, nonché di stimarne la probabilità di accadimento.

I passaggi principali dell'analisi di rischio e successiva valutazione (*Risk Assessment*) sono:

- identificazione dei potenziali pericoli associati ad un sistema o processo;
- identificazione degli eventi iniziatori, valutando guasti tecnici, errori umani, errori del software, cause esterne;
- definizione degli scenari incidentali:
 - analisi probabilistica per la stima delle frequenze di accadimento;

- analisi delle conseguenze ai fini di valutare i danni su persone, beni, infrastrutture, ambiente ed eventualmente sulla reputazione;
- analisi e valutazione del rischio rispetto ai criteri di accettabilità;
- attuazione, se necessario, delle azioni preventive o di mitigazione per ridurre il rischio effettivo entro i limiti di accettabilità, anche mediante analisi costi-benefici al fine di valutare l'opportunità di inserire nuove misure di controllo del rischio (approccio ALARP).

In Figura 6 si riporta lo schema di un possibile procedimento per effettuare l'analisi di rischio.

Una corretta valutazione del rischio deve considerare tutti gli incidenti in grado di comportare danni rilevanti alle persone e all'ambiente; è facoltà della Compagnia estendere le valutazioni ai danni per l'asset, perdite di produzione e per la reputazione della Compagnia stessa.

La metodologia deve fornire sufficienti dettagli per la corretta stima del livello di rischio, al fine di permettere l'adozione di misure atte alla riduzione del rischio (*risk control measures*), da individuare mediante una valutazione costi-benefici. Le misure possono essere di tipo progettuale, operativo e/o organizzativo.

Inoltre il processo di valutazione del rischio deve presentare un grado di dettaglio adeguato alla complessità del problema in esame e alla magnitudo del rischio. Metodi poco accurati, infatti, comportano una sovrastima eccessiva del rischio effettivo e, talvolta, non consentono di dimostrarne l'accettabilità.

Il processo può essere svolto avvalendosi di approcci così classificabili:

- Qualitativo (Q), in cui sia la frequenza sia la gravità vengono valutati mediante "livelli" di frequenza e danno, stimati in base al giudizio di esperti;
- Semi-quantitativo (SQ), in cui la frequenza e/o la gravità vengono approssimativamente valutati all'interno di intervalli numerici;
- Quantitativo (QRA), in cui vengono effettuate le valutazioni numeriche, basate su dati di natura statistica e modelli probabilistici, derivanti dall'esperienza operativa del settore. [1]

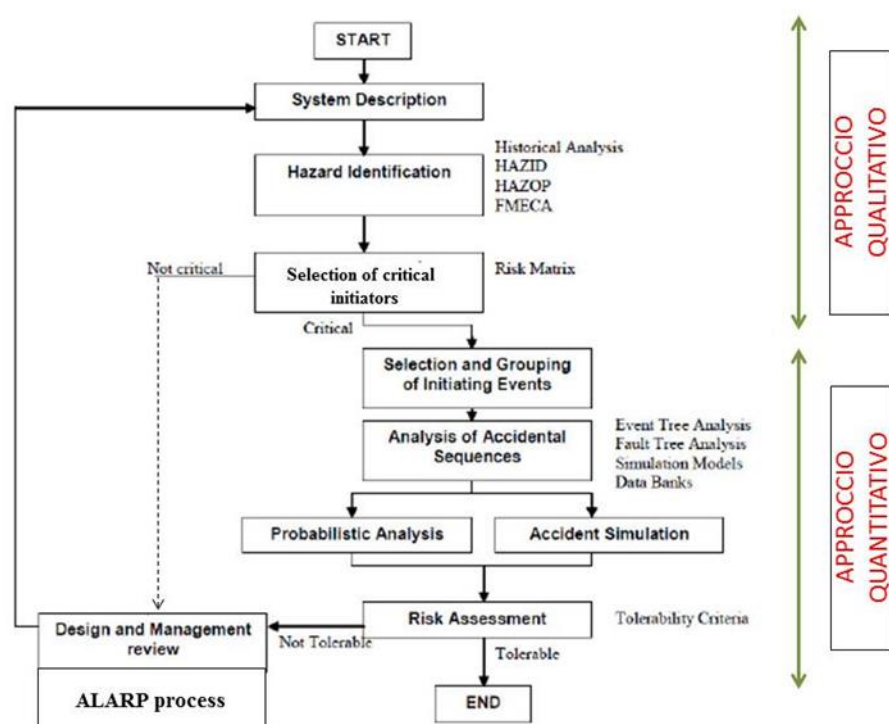


Figura 6. Passaggi nella valutazione del rischio [2]

Il processo generale di analisi del rischio identifica tutte le possibili conseguenze degli scenari di incidenti gravi e valuta la loro possibilità/probabilità di accadimento. Questo deve includere le misure preventive e mitigative rilevanti per gli scenari identificati e l'analisi della loro efficacia. Nel valutare la probabilità di accadimento degli scenari incidentali, una particolare attenzione dovrà essere dedicata alla stima della probabilità di **eventi simultanei** (in particolare considerando il fallimento dei sistemi di protezione), tra loro dipendenti dal punto di vista probabilistico, al fine di evitare la sottostima del rischio complessivo. Per gestire tali aspetti si potrà operare evidenziando le cause comuni di guasto o ricorrendo alla stima di probabilità condizionate.

Le risultanze ottenute devono essere valutate rispetto ai criteri di tollerabilità del rischio e devono essere presentate in maniera tale da dimostrare che il livello di rischio sia ridotto ad un livello accettabile.

Particolare attenzione alla prevenzione viene richiesta anche nel caso in cui il rischio sia ridotto esclusivamente per il coinvolgimento di un ridotto numero di persone o nel caso di impianti non presidiati. Il Decreto prescrive: "un impianto che è di norma non presidiato è considerato come se fosse presidiato" [Art.2 comma 2]; pertanto bisogna prevedere tutte le misure di protezione del personale, considerandone l'eventuale presenza a bordo per il tempo programmato ed eventuali periodi di ricovero in emergenza.

Nell'identificazione dei rischi di incidenti gravi devono essere considerati tutti gli eventi che possono contribuire allo sviluppo dell'incidente ossia guasti tecnici, errori nella gestione e nella manutenzione, errori di controllo ed eventi esterni al sistema, sia naturali sia antropici.

Nel processo di valutazione del rischio si deve pertanto prendere in considerazione anche il fattore umano, considerando le persone sia come elementi chiave nell'attuazione delle procedure di sicurezza sia come potenziale causa di un incidente grave o della sua evoluzione.

Il fattore umano rappresenta un aspetto rilevante nel sistema di gestione del rischio di incidenti rilevanti, nell'organizzazione della Compagnia e nella cultura della sicurezza. È stato dimostrato [3] che fino al 90% degli incidenti è attribuibile all'errore umano, senza tuttavia mettere in evidenza come per la maggior parte dei casi l'errore umano sia una concausa e come la prevenzione degli incidenti gravi dipenda in larga misura dalla risposta del personale stesso (*Human reliability*). Devono inoltre essere valutati gli effetti degli incidenti sulle capacità del personale al fine di verificare e garantire che la capacità decisionale e la possibilità di fuga non vengano compromessi.

Il processo di valutazione del rischio deve essere aggiornato periodicamente al fine di essere sempre in linea con le reali condizioni dell'impianto: costruttive, operative, gestionali e ambientali. Da analisi storiche si è osservato come la maggior parte degli incidenti rilevanti si siano verificati in condizioni di modifiche dell'impianto o di modifiche di gestione: per tale motivo deve essere prestata particolare attenzione all'aggiornamento corretto della valutazione in caso di modifiche.

2.2 INGEGNERIA DELLA SICUREZZA

Il concetto di ingegneria della sicurezza identifica la necessità di utilizzare un metodo sistematico come l'analisi di rischio, applicando il principio cardine che la sicurezza venga applicata fin dalle prime fasi della progettazione.

Gli obiettivi principali dell'ingegneria della sicurezza e della progettazione intrinsecamente più sicura di un impianto, in ordine di priorità ed in termini più generali possibili, sono:

- Sicurezza del personale;
- Protezione dell'ambiente;
- Protezione del patrimonio;
- Minimizzazione della perdita finanziaria.

Un adeguato processo di analisi aiuta nella comprensione di come un pericolo di incidente grave possa originarsi, che cosa lo possa prevenire e (dove sono presenti poche barriere) che cosa possa essere realizzato per ottimizzare il numero di barriere o renderle più efficaci. Durante la valutazione dell'efficacia delle barriere particolare cura deve essere dedicata a verificarne l'effettiva indipendenza; dove questa non fosse garantita è necessario procedere con azioni di separazione e diversificazione delle barriere stesse, atte ad aumentarne l'efficacia.

Garantire un progetto intrinsecamente più sicuro ha, dunque, lo scopo di:

- Minimizzare la possibilità di eventi pericolosi (ad esempio accumulo di gas infiammabili o tossici) mantenendo condizioni di aerazione che non causino disagio ai lavoratori;
- Minimizzare le conseguenze di un evento incidentale;
- Assicurare un ambiente di lavoro sicuro al personale;
- Assicurare adeguati mezzi di fuga;
- Predisporre sufficienti dispositivi di sicurezza e ridondanze per rilevare, isolare e minimizzare rilasci incontrollati di gas o liquidi infiammabili e/o tossici;
- Prevedere sistemi appropriati di protezione antincendio per portare rapidamente sotto controllo ed estinguere qualsiasi incendio ragionevolmente prevedibile che può svilupparsi durante le normali operazioni funzionali;
- Minimizzare la possibilità di inquinamento dell'ambiente da rilasci accidentali o scarico di materiali pericolosi;
- Pianificare adeguatamente la manutenzione degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente.

In tutte le fasi di vita, ad esempio nella fase di produzione, l'impianto deve garantire che tutti i requisiti di progetto siano rispettati. Tali requisiti rispondono a quanto esplicitato attraverso i criteri di sicurezza che riguardano:

- Disposizione planimetrica (*layout*);
- Processo e Servizi;
- Sistema di Sicurezza;
- Sistema Elettrico;
- Prevenzione Incendi;
- Protezione Personale;
- Protezione dell'Ambiente;
- Sistemi di Scarico;
- Sistemi di evacuazione e fuga;
- più in generale, Gestione degli Elementi Critici.

Si rimanda all'Allegato 2 delle Linee Guida per un approfondimento circa i criteri di sicurezza.

Particolarmente critiche per gli aspetti di sicurezza sono le attività di pozzo per le quali si fornisce di seguito un approfondimento circa i principi di sicurezza che vengono adottati fin dalla fase della progettazione. La Relazione grandi rischi avrà il compito di dare evidenza di come tali principi siano stati considerati e rispettati durante la progettazione o la realizzazione delle attività a mare.

Attività di pozzo

Per quanto riguarda la fase di perforazione, i sistemi impiegati devono essere progettati in modo tale da minimizzare il rischio per il personale, l'ambiente e le strutture. Al fine di minimizzare il livello di rischio:

1. Un singolo fallimento o una condizione di malfunzionamento di una parte del sistema non devono costituire fonte di rischio per le persone o comportare danni significativi all'ambiente;
2. Tutti gli apparecchi devono essere dotati di idonee strumentazioni al fine di garantire la corretta gestione in sicurezza, il controllo e di mettere in atto misure di emergenza;
3. Tutte le componenti del sistema devono essere protette da carichi eccessivi, da sovrappressioni e da temperature elevate.

Il sistema di perforazione e ciascuna parte dell'impianto devono essere progettate al fine di svolgere la propria funzione nelle condizioni operative più severe e limitando la probabilità di accadimento di incidenti. Con condizioni operative più severe si intendono condizioni di temperatura e pressione massima prevedibile.

Devono essere considerate tutte le condizioni interne e i condizionamenti esterni che potrebbero influire sulla funzionalità, sulla sicurezza e sulla disponibilità degli equipaggiamenti.

I sistemi di perforazione possono svolgere tre tipi di funzioni:

- Funzioni essenziali: comprendono tutte quelle funzioni il cui fallimento potrebbe comportare un danno immediato al personale, all'ambiente o alle strutture. Questi tipi di funzioni devono avere almeno due livelli di protezione al fine di minimizzare gli effetti di un guasto del sistema. Al fine di minimizzare la probabilità di un "Common Cause Failure", i due livelli di protezione devono corrispondere a dispositivi indipendenti sia in termini costruttivi che gestionali;
- Funzioni importanti: comprendono tutte quelle funzioni che non devono essere continuamente disponibili;
- Funzioni non importanti: comprendono tutte le funzioni che non sono essenziali o importanti ai fini della sicurezza.

Gli apparecchi e le aree che presentino un rischio elevato devono essere separate da quelle che presentino un rischio minore con opportune barriere.

La scelta dei materiali deve essere idonea per la situazione in esame ossia i materiali devono presentare adeguate caratteristiche di resistenza e duttilità. In caso di presenza di H₂S, i materiali da utilizzare devono essere selezionati secondo lo standard NACE MR0175/ISO 15156 o equivalenti.

I sistemi di sicurezza in un impianto di perforazione devono essere progettati seguendo almeno i seguenti principi:

- I sistemi di sicurezza devono essere in grado di svolgere la propria funzione di sicurezza anche in caso di fallimenti/funzionamenti anomali;
- I sistemi di sicurezza devono essere indipendenti dai sistemi di perforazione, ossia un fallimento nelle funzioni di controllo non deve ledere la funzionalità dei sistemi di sicurezza;
- I sistemi di sicurezza devono garantire uno stato di sicurezza per l'impianto di perforazione in caso di perdita di controllo del fluido di giacimento;
- I sistemi di sicurezza devono essere in grado di funzionare in modo continuo: eventuali tempi di non funzionamento non sono ammissibili.

Nella costruzione dei pozzi devono essere inserite un numero sufficiente di barriere al fine di prevenire il verificarsi di incidenti. Per quanto riguarda le barriere, i principi da considerare nella loro definizione sono, come minimo:

- Durante le fasi di perforazione e di attività di pozzo il numero di barriere deve essere pari almeno a due; devono essere indipendenti e sottoposte a test programmati;
- Devono essere progettate in modo tale che sia possibile ripristinarle facilmente a seguito della perdita di funzionalità di una barriera;
- In caso di perdita di una barriera, devono essere adottate idonee misure al fine di garantire un livello di sicurezza adeguato. Non devono essere condotte attività nel pozzo se non quelle necessarie a rimettere in auge la barriera;
- Le barriere e le tipologie scelte devono essere specificate in maniera chiara e valida per tutto il funzionamento del pozzo;
- Devono essere stabiliti dei test, con la relativa periodicità, sulle barriere.

Ciascuna barriera deve essere costruita e testata per resistere almeno a:

- Massima variazione operativa di pressione e temperatura prevedibile;
- Condizioni ambientali avverse.

Inoltre, ciascuna barriera deve essere in grado di permettere l'individuazione di eventuali perdite e il controllo dell'integrità del pozzo.

La barriera primaria è rappresentata dal fango di perforazione, la cui pressione deve essere tale da controbilanciare la pressione indotta nel pozzo.

Vi sono ulteriori barriere di sicurezza, rappresentate, ad esempio, da *upper and lower kelly valves (kelly cocks)* o *drop in valves*. Una fondamentale barriera di sicurezza, installata sulla testa pozzo durante le operazioni di perforazione, completamento e *workover*, è il *blowout preventer (BOP)* - sistema di prevenzione delle eruzioni, la cui azione è quella di chiudere il pozzo, sia esso libero che ingombro da attrezzature (aste, casing, ecc.). Nelle fasi operative in cui non è possibile attivare il BOP, devono essere disponibili adeguate procedure di controllo affidate al personale specializzato.

Il BOP deve essere progettato per resistere alla massima variazione di pressione ragionevolmente prevedibile durante la fase di perforazione. Inoltre la sua configurazione deve essere tale da permettere sia ai fluidi con detriti sia al gas di essere condotti fuori dal giacimento in sicurezza e convogliati in modo e luogo sicuro.

2.3 GESTIONE DEI GRANDI RISCHI

Nella gestione e nel controllo dei grandi rischi deve essere utilizzato un approccio gerarchico, tenendo in considerazione gli effetti di ciascuna misura adottata.

La gerarchia raccomandata è:

1. Eliminare e minimizzare i pericoli nella fase di design (progettazione intrinsecamente più sicura);
2. Prevenire (ridurre la probabilità di accadimento degli eventi iniziatori);
3. Individuare (tutte le anomalie devono essere prontamente rilevate);
4. Controllare (limitazione dell'intensità del fenomeno incidentale, della durata);
5. Mitigare le conseguenze con misure tecniche e gestionali/manutentive (protezione dagli effetti).

Il sistema di gestione deve includere la valutazione e gestione del rischio associato con le operazioni combinate. (All. I par. 7 del D.Lgs. 145/2015).

I dispositivi tecnici da adottare in situazioni di emergenza devono considerare le reali condizioni in cui verranno utilizzati (materiali idonei allo scenario incidentale sia per resistenza meccanica che funzionale).

Le funzioni di sicurezza, e i dispositivi che le realizzano, devono essere mantenute integre per tutto il ciclo di vita dell'impianto mediante un piano di manutenzione e ispezione che tenga conto del ruolo di tali sistemi ai fini del calcolo del rischio.

BIBLIOGRAFIA

- [1] HSE UK, "Guidance on Risk Assessment for Offshore Installations, Offshore Information" Sheet No. 3/2006
- [2] Carpignano A., "Risk Analysis", Dispense Dipartimento Energia, Politecnico di Torino
- [3] HSE UK, "Inspectors Toolkit - Human factors in the management of major accident hazards", 2005

Per approfondimenti:

- [4] Vinnem J.-E., "Offshore Risk Assessment. Principles, Modelling and Applications of QRA Studies", vol 1 e 2., Springer, 2014
- CAP. 3: Relazione grandi rischi per un impianto di produzione

CAP. 3: Relazione grandi rischi per un impianto di produzione

3.1 CONTENUTI ED INDICE DELLA RELAZIONE GRANDI RISCHI PER UN IMPIANTO DI PRODUZIONE

La Relazione grandi rischi, sottoscritta dall'Operatore, deve includere come minimo i contenuti descritti nei paragrafi successivi.

Occorre prevedere un paragrafo iniziale denominato “**Sintesi**” in cui si riassumano brevemente le informazioni principali dell'impianto, includendo, ad esempio:

- Breve descrizione del giacimento;
- Breve descrizione dell'installazione che includa: dati anagrafici dell'impianto (nome, coordinate nel sistema di riferimento UTM WGS84 F32 N, nome dell'Operatore e dei responsabili, etc.), dati di base per: volumi presenti di sostanze pericolose, sistemi di sicurezza (principi di layout, separazione e segregazione, sistema rilevazione incendio ed esplosione, sistemi di controllo, scarichi di emergenza e blocco impianto, sistema protezione attiva e passiva, generazione elettrica di emergenza, comunicazione ed illuminazione, rifugi temporanei, fuga ed evacuazione, imbarcazioni di supporto, etc.);
- Principi della Gestione della Sicurezza;
- Informazioni sui potenziali pericoli di incidenti gravi;
- Risultati principali della valutazione del rischio;
- Risultati della dimostrazione ALARP.

Prevedere, poi, una “**Guida alla lettura**” della Relazione per illustrare le macro-sezioni, ad esempio:

Sezione A: per gli impianti nuovi, questa sezione contiene tutta la documentazione dell'installazione, in revisione “per costruzione”, inclusi le caratteristiche del giacimento, la localizzazione dell'impianto ed i documenti della fase di ingegneria; per gli impianti esistenti, si farà riferimento all'ultima revisione disponibile che rappresenti la realtà dell'impianto;

Sezione B: la sezione descrive nel dettaglio la fase operativa dell'impianto, dalla politica di gestione aziendale alla descrizione delle unità di produzione;

Sezione C: la sezione è dedicata all'analisi di rischio;

Sezione D: la sezione entra nel dettaglio della gestione della sicurezza dell'impianto.

Occorre, poi, prevedere un paragrafo “**Conclusioni**” in cui si dichiara che:

- Sono stati identificati tutti i pericoli;
- E' stata effettuata una verifica indipendente menzionando l'ente verificatore e dando evidenza delle modalità di verifica e dei relativi risultati;
- I rischi associati sono stati valutati con un metodo di analisi di rischio adeguato, riconosciuto e concordato con l'Autorità preposta;
- La progettazione ha identificato tutte le misure per ridurre il rischio per le persone e per l'ambiente al minimo livello ragionevolmente prevedibile (ALARP);
- Il processo di identificazione dei pericoli e valutazione del rischio continua ad essere costantemente applicato alle operazioni dell'impianto per mantenersi sempre entro gli obiettivi ed in accordo alla normativa vigente. Il sistema di gestione della sicurezza monitora tutte le possibili nuove conoscenze tecniche e i miglioramenti sulle tecniche di identificazione dei pericoli ed avvia, ove necessario, tutte le modifiche necessarie per la gestione ed il controllo del rischio.

Dopo questo testo con la funzione di Sommario Esecutivo, seguirà la Relazione grandi rischi vera e propria. Di seguito si riporta l'indice, con le informazioni minime per redigere una corretta e completa Relazione grandi rischi. L'utilizzatore della linea guida è chiamato a completare i sotto paragrafi con le informazioni inerenti il proprio impianto di produzione.

INDICE

A. Dati identificativi, ubicazione e descrizione dell'impianto di produzione

A.1. Dati generali;

A.2. Localizzazione dell'impianto di produzione;

A.3. Descrizione dell'impianto di produzione e rapporto di processo.

B. Gestione della sicurezza dell'impianto

B.1. Politica di prevenzione degli incidenti gravi (*major accident prevention policy*);

B.2. Sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente;

B.3. Descrizione delle operazioni dell'impianto.

C. Sicurezza dell'impianto

C.1. Criteri di sicurezza nella progettazione;

C.2. Analisi dell'esperienza storica incidentale;

C.3. Identificazione e valutazione dei rischi (*risk assessment*);

C.4. Elementi critici della sicurezza e standard delle prestazioni.

D. Gestione delle emergenze

D.1. Scenari incidentali di riferimento;

D.2. Piano di emergenza;

D.3. Segnaletica di emergenza;

D.4. Rifugio temporaneo, evacuazione, fuga e soccorso (*temporary refuge, evacuation, escape and rescue*).

3.2 LINEE GUIDA PER LA RELAZIONE GRANDI RISCHI PER UN IMPIANTO DI PRODUZIONE AI SENSI DEL D.LGS. 145/2015 (ALL.I PAR.2)

A. DATI IDENTIFICATIVI, UBICAZIONE E DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE

Le informazioni da inserire all'interno della RGR dovrebbero includere tutte le caratteristiche riguardanti l'installazione, l'impianto e il sistema, la localizzazione e le caratteristiche dell'ambiente circostante, tutte le attività da svolgere nell'impianto, o in connessione con esso, in modo da collegarle con i pericoli che presentino un potenziale di causare un incidente grave. Le stesse richieste sono valide anche nel caso in cui si tratti di una FPSO. La RGR dovrebbe strutturare le informazioni in modo chiaro e succinto e in modo tale da dimostrare che le richieste del Decreto siano corrisposte. Riferimenti a documenti non disponibili non sono ritenuti accettabili. Nel caso in cui i documenti richiesti siano stati sviluppati per altri adempimenti legislativi, essi potranno essere semplicemente richiamati. Il Decreto richiede, inoltre, che i codici, le norme e le linee guida pertinenti utilizzati per la costruzione e la messa in servizio dell'impianto siano citati all'interno della Relazione.

L'Operatore deve fornire almeno i seguenti elementi utili all'identificazione e alla descrizione dell'impianto di produzione.

A.1. DATI GENERALI

A.1.1 Informazioni relative all'Operatore

Riportare il nome e l'indirizzo (sede legale) dell'Operatore dell'impianto.

Operatore: *il licenziatario autorizzato dall'autorità preposta al rilascio delle licenze a condurre operazioni in mare e di pozzo nel settore degli idrocarburi, in qualità di rappresentante unico [Art. 2 comma 1 lettera cc)].*

A.1.2 Denominazione e ubicazione

Indicare la denominazione e l'ubicazione dell'impianto, riportando le coordinate geografiche.

A.1.3 Definizione dei limiti di batteria dell'impianto

Indicare quali impianti siano compresi nei limiti di batteria dell'impianto in esame, ad esempio: singolo impianto, più impianti collegati da ponti o sealines (si veda par. 1.5 del CAP. 1).

A.1.4 Responsabili progettazione esecutiva e della realizzazione degli impianti

Indicare i responsabili della progettazione esecutiva e della realizzazione degli impianti e dei depositi, indicandone il tipo di qualificazione professionale e le esperienze possedute nel campo.

A.1.5 Responsabile della Relazione grandi rischi e qualificazione/esperienza professionale

Indicare il responsabile della stesura della Relazione sui grandi rischi, la sua qualifica professionale e le sue esperienze nel campo, nonché la/le persona/e fisica/che e/o giuridica/che e le organizzazioni che hanno partecipato alle stesura della Relazione.

A.1.6 Conclusione fase di comunicazione del nuovo progetto

Riportare il responso e le osservazioni alla comunicazione di nuovo progetto contenuti nel documento UNMIG di accettazione o di richiesta di modifiche e riportare le azioni intraprese in risposta a tali osservazioni.

Inserire, inoltre, l'esito della valutazione VIA ed eventuali osservazioni formulate.

A.1.7 Relazione di sintesi del coinvolgimento dei lavoratori e del pubblico

Riportare il riferimento al documento redatto in ottemperanza alla Legge inerente la sicurezza sul lavoro (DPR 128/1959, DPR 886/1979, D.Lgs. 624/1996, D.Lgs. 81/2008).

L'art. 47, comma 2 del D.Lgs. 81/2008 stabilisce che "in tutte le aziende, o unità produttive, è eletto o designato il rappresentante dei lavoratori per la sicurezza" (RLS). Tale figura può essere individuata sia in ambito aziendale (RLS), sia Territoriale (RLST, art. 48), che a livello di Sito Produttivo (RLSSP, art. 49).

Il Rappresentante dei Lavoratori per la Sicurezza (RLS) permette di rappresentare le istanze, le problematiche e le necessità di informazioni e chiarimenti espresse dai lavoratori, con l'obiettivo di attuare lo spirito di partecipazione attiva nella pratica dei principi in materia di salute e sicurezza nei luoghi di lavoro.

Per quanto riguarda le "Attribuzioni del rappresentante dei lavoratori per la sicurezza", l'art. 50 del D.Lgs. 81/2008 stabilisce quanto di seguito riportato:

1. Fatto salvo quanto stabilito in sede di contrattazione collettiva, il rappresentante dei lavoratori per la sicurezza:

- a) accede ai luoghi di lavoro in cui si svolgono le lavorazioni;*
- b) è consultato preventivamente e tempestivamente in ordine alla valutazione dei rischi,*

alla individuazione, programmazione, realizzazione e verifica della prevenzione nella azienda o unità produttiva;

- c) è consultato sulla designazione del responsabile e degli addetti al servizio di prevenzione, alla attività di prevenzione incendi, al primo soccorso, alla evacuazione dei luoghi di lavoro e del medico competente;
- d) è consultato in merito all'organizzazione della formazione di cui all'articolo 37;
- e) riceve le informazioni e la documentazione aziendale inerente alla valutazione dei rischi e le misure di prevenzione relative, nonché quelle inerenti alle sostanze ed ai preparati pericolosi, alle macchine, agli impianti, alla organizzazione e agli ambienti di lavoro, agli infortuni ed alle malattie professionali;
- f) riceve le informazioni provenienti dai servizi di vigilanza;
- g) riceve una formazione adeguata e, comunque, non inferiore a quella prevista dall'articolo 37;
- h) promuove l'elaborazione, l'individuazione e l'attuazione delle misure di prevenzione idonee a tutelare la salute e l'integrità fisica dei lavoratori;
- i) formula osservazioni in occasione di visite e verifiche effettuate dalle autorità competenti, dalle quali è, di norma, sentito;
- j) partecipa alla riunione periodica di cui all'articolo 35;
- k) fa proposte in merito alla attività di prevenzione;
- l) avverte il responsabile della azienda dei rischi individuati nel corso della sua attività;
- m) può fare ricorso alle autorità competenti qualora ritenga che le misure di prevenzione e protezione dai rischi adottate dal datore di lavoro o dai dirigenti e i mezzi impiegati per attuarle non siano idonei a garantire la sicurezza e la salute durante il lavoro.

La partecipazione del pubblico è garantita nell'ambito della procedura di valutazione di impatto ambientale in conformità alle disposizioni di cui all'Art. 24 del D.Lgs. n.152.

A.2. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE

A.2.1 Posizione e cartografia, planimetrie e sezioni dell'installazione

Riportare tutte le informazioni cartografiche e i disegni atti a caratterizzare la posizione dell'impianto, la disposizione orizzontale e verticale delle strutture e delle apparecchiature.

Le informazioni che dovrebbero figurare sono:

- Sezioni longitudinali/elevazioni dell'impianto (o dello scafo, in caso di FPSO) con viste Nord/Sud/Est/Ovest (le più significative);
- Layout generale se in presenza di più impianti installati con relativi collegamenti;
- Percorsi e Layout generale delle condotte sottomarine;
- Mappa cartografica;
- Coordinate;
- Batimetria del fondale.

Riportare tutti i vincoli e le limitazioni alla navigazione entro l'area di sicurezza, definita a norma dell'Art. 2, comma 1 lettera uu) del D.Lgs. n. 145/2015 come entro 500 metri dall'impianto. Entro l'area di sicurezza devono essere descritti eventuali dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure impiegate per impedire l'accesso a tutte le persone non autorizzate e per impedire la navigazione di tutte le imbarcazioni non collegate all'attività di impianto.

A.2.2 Informazioni sul fondo marino e sottosuolo (Seabed and subsoil information)

Informazioni sul fondo marino e sul giacimento (reservoir information)

Riportare le informazioni e la cartografia atta a descrivere le caratteristiche del fondo marino e del giacimento, con annessi grafici e tabelle, mettendo in luce tutti i fattori che potrebbero modificarne le specificità. Per gli impianti esistenti, per cui non fossero più disponibili informazioni di progetto complete, si potrà far riferimento a stime documentate, effettuate a posteriori.

Le informazioni necessarie dovrebbero includere:

- Dati del suolo e fondazioni: presentati in forma di tabella, come di seguito indicata

Formazione	Profondità [m]	Descrizione	Peso unità sommersa [kN/m ³]	Sforzo di taglio di progetto [undrained] [kPa]	Angolo attrito interno [°]

- Dati sismici

Dati riferiti ai 100 anni e 1000 anni

[Riferimento: API RP 2A - Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design]

- Informazioni sul giacimento: dati geologici, stratigrafia, dati sulla stima di volumi di olio/gas del giacimento.

A.2.3 Dati ambientali

Inserire i dati di base ambientali utilizzati per la progettazione delle apparecchiature e delle strutture quali temperatura, pressione, umidità e irraggiamento solare. Per gli impianti esistenti, per cui non fossero più disponibili informazioni di progetto complete, si potrà far riferimento a rilievi in loco documentati e dovrà essere fornita evidenza che l'impianto, nello stato attuale, è adeguato per operare in tali condizioni.

A titolo di esempio (la lista delle informazioni riportate è puramente indicativa e non deve essere considerata come esaustiva):

- Ambiente marino: corrosivo;
- Temperatura minima assoluta aria ambiente: $-10.2^{\circ}\text{C}^{(1)}$;
- Temperatura minima media mensile aria ambiente: $+5.1^{\circ}\text{C}$;
- Temperatura massima assoluta aria ambiente: $+37.5^{\circ}\text{C}$;
- Temperatura massima media mensile aria ambiente: $+23.9^{\circ}\text{C}$;
- Umidità relativa (massima): 86%;
- Velocità del vento di progetto per 1 minuto: 126 km/h (periodo di ritorno 1 anno);
- Velocità del vento di progetto per 1 minuto: 194.4 km/h (periodo di ritorno 100 anni);
- Velocità del vento di progetto per il calcolo della radiazione termica delle fiaccole: $43.2\text{ km/h}^{(2)}$
- Velocità del vento di progetto per il calcolo della rad. del *purge burner*: $\sim 37\text{ km/h}^{(3)}$;
- Temperatura acqua di mare:
 - o Superficie (min./media/max.): $5.9 / 15.3 / 28.3^{\circ}\text{C}$;
 - o Fondo (min./media/max.): $6.9 / 12.6 / 18.3^{\circ}\text{C}$;
- Salinità acqua di mare:
 - o Superficie (min./media/max.): $33.56\text{‰} / 37.06\text{‰} / 38.29\text{‰}$;
 - o Fondo (min./media/max.): $37.14\text{‰} / 38.06\text{‰} / 38.35\text{‰}$;
- Densità acqua di mare:
 - o Superficie (min./media/max.): $1018.37\text{kg/m}^3 / 1026.14\text{kg/m}^3 / 1029.47\text{kg/m}^3$;
 - o Fondo (min./media/max.): $1025.75\text{kg/m}^3 / 1027.35\text{kg/m}^3 / 1029.37\text{kg/m}^3$;
- Precipitazioni mensili (max): 114 mm/mese
- Terremoti:
 - o Terremoti intensi rari: PGA (RIE level) = 0.21 g (*design*);
 - o SLE (*Strength level earthquake*) terremoti: PGA (SLE level) = 0.12 g;
- Sorgenti sismogenetiche attive (es. database DISS – INGV).

Note:

- (1) Valore ambientale estremo della temperatura;
- (2) Valore conservativo in accordo alle API 521 (9 m/s) più 20% di *overdesign*;
- (3) Valore raccomandato per le operazioni di avviamento, per valori più alti le operazioni non sono ammesse.

Altri dati si rendono necessari per le varie discipline tecniche, come, ad esempio, per il calcolo delle strutture è richiesta la conoscenza di dati quali l'altezza dell'onda con il tempo di ritorno dei 100 anni.

Dati aggiornati sulle condizioni meteomarine

Riportare i dati sulle condizioni meteorologiche includendo almeno:

- la velocità e la direzione dei venti;
- l'altezza e la frequenza delle onde;
- la presenza di correnti e la loro velocità e direzione;
- la profondità e la variazione del livello marino a causa di fenomeni di maree.

Questi dati potranno essere reperiti dai documenti relativi alle pratiche ambientali (D.Lgs. n. 152) e, comunque, dovranno essere coerenti con essi.

L'Operatore, qualora non disponga di tutte le informazioni necessarie per il presente paragrafo, relative ad eventi naturali esterni che possono causare un incidente grave, allegli quelli disponibili presso le Amministrazioni Pubbliche con indicazione esplicita della fonte.

Dati storici sulle condizioni meteomarine

Fornire i dati aggiornati sulle condizioni meteorologiche prevalenti per la zona con particolare riferimento alla velocità, alla direzione dei venti e alle condizioni di stabilità atmosferica e dati storici relativi ad un periodo di almeno 5 anni, evidenziando eventuali ripercussioni sulla sicurezza.

A.2.4 Aree sensibili

Riportare la presenza di aree sensibili dal punto di vista ambientale con le relative mappe. Nell'individuazione di tali aree devono essere prese in considerazione come minimo:

- Aree Marine Protette;
- Riserve marine e Parchi nazionali con estensione marino-costiera;
- Santuario dei cetacei;
- Pelagos;
- Aree protette dalla legislazione italiana e dalle convenzioni internazionali (per esempio RAMSAR);
- Aree di importanza comunitaria ovvero siti inclusi nella rete Natura 2000;
- Zone di tutela biologica;
- Aree ad interesse socio-economico-culturale che includano almeno le aree turistiche, incluse le spiagge "Bandiera blu" e gli stabilimenti balneari, acquacolture e allevamenti ittici;
- Aree archeologiche a mare e altre aree di interesse paesaggistico;
- *Important Bird Areas* (IBAS);
- Poligoni Militari e aree con presenza di residuati bellici inesplosi.

A.3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE E RAPPORTO DI PROCESSO

Riportare la descrizione e i dati di progetto dell'impianto con riferimento alla configurazione "as built".

A.3.1 Documenti di ingegneria strutturale

Riportare i documenti inerenti la parte di progetto legato alle strutture.

Le informazioni minime che dovranno figurare includono:

- Relazione illustrativa;
- Assunzione di responsabilità del progettista;
- Relazione dell'impianto installato ed in servizio con disegni di riferimento;
- Principali criteri di progettazione delle strutture.

A.3.2 Descrizione generale dell'impianto

Riportare le informazioni di base sulla tipologia dell'impianto, le connessioni e il tipo di presidio. Chiarire, inoltre, se si tratti di un cluster oppure di impianto singolo evidenziando senza ambiguità i limiti di batteria del progetto.

Una possibile impostazione per una piattaforma potrebbe essere, a titolo di esempio:

La piattaforma [nome e tipologia], adibita alla produzione di gas, è inserita nel contesto del mare [nome] a circa ... km dalla costa italiana La profondità dell'acqua è di circa ... metri.

L'estrazione del gas del campo [nome] è realizzata mediante una piattaforma del tipo..... i pozzi perforati sonoa doppio/singolo completamento.

La piattaforma è progettata in modo tale da raggiungere i seguenti obiettivi:

- *Produzione e trattamento gas dai pozzi;*
- *Trasferimento del gas alla piattaforma mediante*;
- *Trattamento dell'acqua di strato ;*
- *Ricevimento di glicole mediante sealine da 3" da.....;*
- *Vita operativa della piattaforma: ...;*
- *Filosofia di presidio [specificare i tempi previsti di presenza a bordo].*

Una possibile impostazione per una FPSO potrebbe essere, a titolo di esempio:

La nave FPSO [nome e tipologia] [di nuova costruzione o riconvertita] [a singolo o doppio scafo/fondo], adibita alla produzione e allo stoccaggio di olio, dotata di [numero e volume di] cisterne, è inserita nel contesto del mare [...] a circa ...km dalla costa italiana....

La profondità dell'acqua è di circa ... metri.

L'unità è mantenuta in posizione mediante [tipologia sistema (DP - posizionamento dinamico) o ancoraggio a catenaria)], per mezzo di una torretta posizionata [a prua/al centro] della nave.

L'olio viene trasferito mediante una boa di scarico a [general trading tanker/ dedicated shuttle tanker] attraverso la tecnica [SPM - single point mooring/STS - Ship-to-Ship transfer/Tandem prua-a-prua o poppa-a-poppa].

Riportare lo schema di processo semplificato con bilancio di materia ed energia.

A.3.3 Descrizione della tecnologia di base adottata nella progettazione del processo (BAT)

Descrivere le tecnologie di base adottate nella progettazione dei processi, per esempio con riferimento alle migliori tecniche disponibili (BAT) concernenti la raffinazione di petrolio e

di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/EU del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alle emissioni industriali.

A.3.4 Sistemi di processo (process system)

Fornire una descrizione dettagliata del processo di produzione, indicando sia i parametri di processo (temperatura, pressione e portata) sia le principali apparecchiature (serbatoi, scambiatori di calore, pompe, compressori, colonne, etc.), i collegamenti tra le stesse e la relativa strumentazione di controllo (indicatori, allarmi e blocchi, valvole di sicurezza, etc.).

Riportare l'elenco delle unità di processo presenti nell'impianto così come realizzate con gli opportuni riferimenti alla documentazione del progetto e una breve descrizione focalizzata sugli aspetti rilevanti per la sicurezza.

Un possibile elenco potrebbe comprendere, a titolo di esempio:

- Teste pozzo (anche sottomarine): numero di teste pozzo, tipo di completamento, sistema di controllo e blocco, profondità, eventuali installazioni future;
- Iniezione additivi chimici: tipi di additivi utilizzati, punti di iniezione; impianti per l'iniezione di sostanze chimiche nelle condotte e impianto di distribuzione di liquidi biocidi;
- Sistema trappola di ricevimento e arrivo gas *slug-catcher*: numero e collegamenti;
- Trappole di lancio e/o ricevimento: numero e collegamenti (anche *pig*);
- Collettori: numero di collettori (alta, media pressione, test) inclusi sistemi di pompaggio o compressione dell'olio e del gas;
- Separatori olio/gas: numero separatori, pressioni operative e funzioni (flash alta /media pressione, test);
- Trattamento del greggio: tecnologia prescelta;
- Trasporto e deposito greggio (stabilizzazione);
- Sistema disidratazione gas;
- Trattamento scarichi di fondo colonna e separatori;
- Etc.

Nel caso di FPSO, l'elenco potrebbe includere anche:

- *Riser*;
- Torretta rotante;
- Stoccaggio del greggio nelle cisterne di carico;
- Sistema di scarico (*offloading system*).

NOTA: per tutti i sistemi occorre descrivere la presenza di eventuali ridondanze, le modalità di controllo ed alimentazione, nonché le eventuali logiche "fail safe".

A.3.5 Sistemi ausiliari (utility systems)

Riportare l'elenco e la descrizione dei sistemi ausiliari.

Possibili sistemi ausiliari che potrebbero essere presenti comprendono, a titolo di esempio:

- Sistema rigenerazione glicole;
- Sistema glicole per inibizione formazione idrati;
- Sistema recupero gasolina;
- Addolcimento gas;
- Sistema di misura e controllo punto di rugiada;
- Sistema compressione gas;
- Impianto di trattamento del gas per l'alimentazione delle turbine;
- Impianto di distribuzione del gasolio;
- Aria compressa/strumenti o azoto: impianto che fornisce aria compressa a tutta la strumentazione e/o impianto di generazione di azoto;
- Impianto per il pescaggio e la distribuzione dell'acqua marina;
- Generazione elettrica principale;
- Generazione elettrica di emergenza;
- Deposito e distribuzione acqua dolce servizi: impianto di desalinizzazione e potabilizzazione dell'acqua marina;
- Impianto di trattamento dell'acqua separata dal fluido di giacimento;
- Impianto di trattamento delle acque nere;
- Acqua per tracciatura;
- Mezzi di sollevamento e movimentazione;
- Sistema antivegetativo;
- Riscaldamento, ventilazione e condizionamento aria (HVAC);
- Unità elettriche e di strumentazione.

Nel caso di FPSO, l'elenco potrebbe includere anche:

- Sistema di ancoraggio;
- Sistema di mantenimento temperatura minima (40°);
- Anodi sacrificali contro l'azione delle onde galvaniche;
- Anodi sacrificali per la protezione dalla corrosione dovuta alle acque di sentina/produzione.

NOTA: per tutti i sistemi occorre descrivere la presenza di eventuali ridondanze, le modalità di controllo ed alimentazione, nonché le eventuali logiche “fail safe”.

Sistemi di drenaggio (*drainage*)

Riportare la descrizione del sistema di drenaggio.

Le informazioni che potrebbero figurare comprendono:

- Rete drenaggi aperti e chiusi/sistema recupero drenaggi aperti: impianti di raccolta dei drenaggi delle apparecchiature e delle acque reflue.

A.3.6 Strutture di controllo (*control facilities*)

Riportare e descrivere le sale di controllo e le sale tecniche, le unità controllo di processo (PCU) previste in impianto e la filosofia adottata di controllo elettrostrumentale (es. controllo centralizzato o distribuito).

Specificare se le funzioni di controllo e le funzioni di protezione sono a carico dello stesso sistema o se sono a carico di sistemi completamente indipendenti e quale sia la relativa filosofia di processo. Descrivere la presenza di eventuali ridondanze.

A.3.7 Informazioni sulle teste pozzo (*wellheads information*)

Riportare l'elenco e la descrizione dettagliata delle caratteristiche delle teste pozzo (profondità, tipo di completamento, caratteristiche meccaniche, etc.).

A.3.8 Vincoli costruttivi imposti dalle attività di perforazione ed installazione di teste pozzo contemporanee alla produzione (*drilling system and well equipment*)

Il dettaglio dei vincoli costruttivi e delle soluzioni previste per consentire la realizzazione delle operazioni di perforazione e installazione di teste pozzo durante la produzione dovrà essere fornito nel caso siano previste delle operazioni combinate di perforazione e produzione. Adeguate spazi devono essere preventivamente riservati per tutte le necessità legate alle operazioni combinate (ad esempio: spazi riservati all'attracco, aree di scarico materiali, vie di fuga alternative a quelle di progetto in caso di ostruzione temporanea, ecc.).

A.3.9 Sistemi di sicurezza (*safety systems*)

Riportare l'elenco dei sistemi di sicurezza presenti nell'impianto con una breve descrizione di ciascuna unità.

Sistemi di blocco, scarico, depressurizzazione di emergenza (*emergency shutdown, relief and blowdown system*)

Riportare l'elenco dei sistemi di blocco, scarico, depressurizzazione di emergenza attivi e passivi, la descrizione dei sezionamenti impianto e la relativa filosofia di intervento.

Sistemi di sfiato, candele (*flare and vent system*)

Riportare l'elenco e la descrizione dei sistemi di sfiato e delle candele con riferimento alla documentazione del progetto, ai criteri utilizzati per il dimensionamento (verifiche di irraggiamento in prossimità delle zone frequentate dagli operatori o in cui sono presenti equipaggiamenti critici, adeguatezza dei sistemi di *blow down* per la depressurizzazione in sicurezza degli impianti) e alla relativa filosofia di intervento.

Le informazioni che potrebbero figurare riguardano:

- Fiaccole e sfiati;
- Bruciatore di spurgo;
- i P&ID con la descrizione delle portate di scarico, il calcolo dell'irraggiamento e la scelta effettuata per la lunghezza delle candele;
- Informazioni sulla tipologia di struttura di sostegno scelta (verticale o inclinata).

Sistemi di rilevamento gas e incendio (*fire & gas detection*)

Riportare l'elenco e la descrizione dei sistemi di rilevamento gas e incendio e la relativa filosofia di intervento.

Sistema antincendio di protezione passiva (*passive fire protection*)

Riportare la descrizione del sistema antincendio di protezione passiva.

Sistema antincendio di protezione attiva (*active fire protection*)

Riportare la descrizione del sistema antincendio di protezione attiva: impianto antincendio (tipologie pompe antincendio, alimentazione, anello di distribuzione, planimetrie/schemi tecnici unità). Riportare inoltre le norme tecniche di riferimento utilizzate in sede di progetto.

Sistema di allarme e avvisi al pubblico (PA/GA System)

Riportare l'elenco e la descrizione dei sistemi di allarme e avvisi al pubblico:

- sistemi di allarme;
- unità di telecomunicazione.

Sistemi di sicurezza per la navigazione (navigation safety system)

Riportare la descrizione del sistema di sicurezza per la navigazione.

In particolare, per FPSO, riportare la descrizione di:

- Bussola magnetica;
- Sistema di posizionamento dinamico (se presente).

Sistemi di sicurezza per le persone

Riportare l'elenco degli elementi del sistema di sicurezza per le persone.

Le informazioni che potrebbero figurare riguardano:

- sistemi di evacuazione del personale (zattere, scialuppe);
- sistemi per la sicurezza e la protezione del personale;
- sistemi di trasferimento del personale (*helideck*).

Definizione delle dotazioni di attrezzature e scorte di risposta

Riportare quanto previsto dal D.M. 23 gennaio 2017 "Definizione delle dotazioni di attrezzature e scorte di risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi, che devono essere presenti in appositi depositi di terraferma, sugli impianti di perforazione, sulle piattaforme di produzione e sulle relative navi appoggio.

In particolare:

- Depositi per la custodia dei materiali destinati all'antiquinamento;
- Sistemi di sicurezza ambientale (es. *skimmers*, panne assorbenti, prodotti disperdenti, ecc.);
- Piano per l'addestramento del personale all'impiego delle attrezzature antinquamento.

A.3.10 Classificazione luoghi pericolosi per presenza di atmosfere esplosive (hazardous areas)

La classificazione dei luoghi pericolosi ha lo scopo di stabilire la presenza di zone con pericolo d'esplosione, nelle quali devono essere adottati provvedimenti di natura tecnica e/o organizzativa per rendere trascurabili i rischi derivanti dalla presenza di atmosfere esplosive e/o potenzialmente tali.

Riportare la Relazione di classificazione dei luoghi pericolosi, composta da:

- breve report tecnico;
- elenco delle sostanze;
- elenco delle sorgenti;
- definizione delle zone e planimetrie in accordo.

Indicazioni sulle possibili classificazioni sono reperibili nell'Allegato 1: "Classificazione luoghi pericolosi per presenza di atmosfere esplosive (*hazardous areas*)".

A.3.11 Protezione ambientale in condizioni di normale funzionamento

In condizioni di normale funzionamento, possibili impatti ambientali possono derivare da:

- Emissioni prodotte da generatori di potenza, fiamme pilota/candele, imbarcazioni di rifornimento, generatori di emergenza, etc.;
- Scarichi in mare di acque utilizzate per l'estrazione, per il raffreddamento, etc.;
- Emissioni sonore generate principalmente da:
 - attività di perforazione (infissione *conductor*, perforazione pozzo);
 - presenza della piattaforma (vibrazioni apparecchiature);
 - impiego di mezzi navali di supporto alle attività.

Riportare i riferimenti ai documenti sviluppati per le emissioni in atmosfera e gli scarichi a mare.

Il documento inerente le emissioni in atmosfera costituisce allegato alla domanda di autorizzazione alle emissioni in atmosfera ai sensi dell'art. 269 del D.Lgs. 152/06.

Lo scopo del documento inerente gli scarichi a mare è quello di fornire le informazioni tecniche di corredo alla domanda di autorizzazione allo scarico in mare delle acque di formazione derivanti dalle attività di coltivazione del giacimento ai sensi del D.Lgs. 152/06. Tale documento deve essere redatto seguendo le indicazioni dell'allegato B/2 al D.M. 28 luglio 1994: "Scheda tecnica per lo scarico di materiali derivanti da attività petrolifere in mare – Fase di Produzione".

Le prescrizioni introdotte nei nuovi decreti autorizzativi della DGPNM per lo scarico in mare relativa ai valori limite di concentrazione di glicole dietilenico (DEG) nelle acque di strato prevede:

- 730 mg/L in caso di rilascio continuo in mare;
- 5900 mg/L in caso di rilascio intermittente in mare.

A.3.12 Eliporto (helideck)

Riportare la descrizione dell'eliporto.

Per avere una corretta descrizione devono figurare almeno le seguenti informazioni:

- Classificazione ICAO/ENAC;
- Localizzazione;
- Tipologia di utilizzo prevista;
- Tipologia sistema antincendio;
- Frequenza di volo.

A.3.13 Sistemi di comunicazione e di aiuto alla navigazione (communications and navigation aids)

Riportare l'elenco e la descrizione dei sistemi installati. Le informazioni da inserire devono comprendere almeno le tipologie di sistema radio, le tipologie e la disposizione delle indicazioni luminose e sonore sia in caso di normale funzionamento sia in caso di emergenza.

In particolare, per FPSO, riportare la descrizione di:

- Ripetitori;
- Radar;
- Sistema Radio;
- Sistema telefonico PABX;
- Rete LAN/WAN e relative workstations;
- Collegamento radio HF per comunicazioni voce;
- Ricevitore Navtex;
- Navigazione satellitare;
- Lampada di segnalazione.

A.3.14 Sistemi vari (miscellaneous system)

Riportare l'elenco e la descrizione dei sistemi di movimentazione di apparecchi per manutenzione o altri sistemi presenti a bordo (carroponti, gru, muletti etc.). Per avere una corretta descrizione, devono figurare almeno le seguenti informazioni:

- Funzione prevista e capacità;
- Posizionamento a bordo e possibili percorsi (disegni con posizionamento e raggio d'azione);
- Modalità di utilizzo;
- Sistemi di protezione.

A.3.15 Depositi, approvvigionamento e smaltimento di sostanze pericolose (storage of hazardous substances)

Riportare l'elenco e la descrizione di tutti i prodotti chimici pericolosi presenti a bordo (per esempio per evitare la formazione di idrati, per evitare le schiume, anticorrosivi, per attività di lubrificazione, etc.). Per avere una corretta descrizione dei depositi, devono figurare almeno le seguenti informazioni:

- Tipologia;
- Quantità;
- Modalità di stoccaggio.

Devono inoltre essere indicate le protezioni poste in essere.

In questo paragrafo devono figurare le descrizioni dei depositi e i relativi sistemi di protezione, mentre la gestione delle sostanze pericolose deve essere inserita nel paragrafo B.3.6.

Impianti di trattamento reflui e deposito rifiuti

Riportare la tipologia di deposito e di etichettatura utilizzata per i rifiuti, nonché le eventuali modalità di spostamento su altri supporti.

Allegare la planimetria dell'impianto con l'evidenziazione delle aree in cui i rifiuti sono eventualmente presenti.

Segnalare gli impianti di trattamento e depurazione dei reflui installati.

A titolo di esempio si riportano alcuni dei rifiuti che possono essere presenti su un impianto e per cui occorre fornire idonea descrizione:

- Rifiuti collegati con la fase di produzione: acqua contaminata (contenente solitamente componenti solidi), emulsionanti e residui pesanti di idrocarburi. Inoltre si possono avere sostanze quali acqua di raffreddamento, liquidi derivanti dallo scrubber, prodotti di scarto del vapore, olio esausto e solventi.

A.3.16 Ponti di collegamento (bridge)

Riportare l'elenco e la descrizione degli eventuali ponti di collegamento ad installazioni vicine. Per avere una corretta descrizione devono figurare almeno: la descrizione delle strutture, la funzione prevista e le misure di prevenzione, controllo e mitigazione adottate in caso di incidente, gli spazi necessari per ispezione e manutenzione.

A.3.17 Condotte

Condotte: sistema di tubazioni singole o multiple che, con i dispositivi associati di controllo e di sicurezza, sono preposte al trasporto di fluidi. Sono esclusi i sistemi di tubazioni previsti per:

- Drenaggi o fognature;
- Riscaldamento o raffreddamento;
- Controllo o monitoraggio.

Riportare l'elenco e la descrizione delle tubazioni in ingresso e in uscita, mettendo in evidenza le diverse interfacce presenti e riportandone gli schemi sull'esempio di Figura 7 e Figura 8. Per avere una corretta descrizione, devono figurare almeno le seguenti informazioni:

- Tipologia;
- Funzione e destinazione;
- Dimensioni;
- Condizioni di lavoro (pressione e portata);
- Sostanze trasportate;
- Layout;
- Distanza dalla prima valvola di isolamento dell'impianto di destinazione e modalità di attuazione.

Sistemi di Interfacce

Le interfacce tra piattaforme, tra installazioni a mare o un pozzo e le condotte possono essere molto diversificate in funzione del progetto in esame. Si riportano a titolo di esempio alcuni schemi:

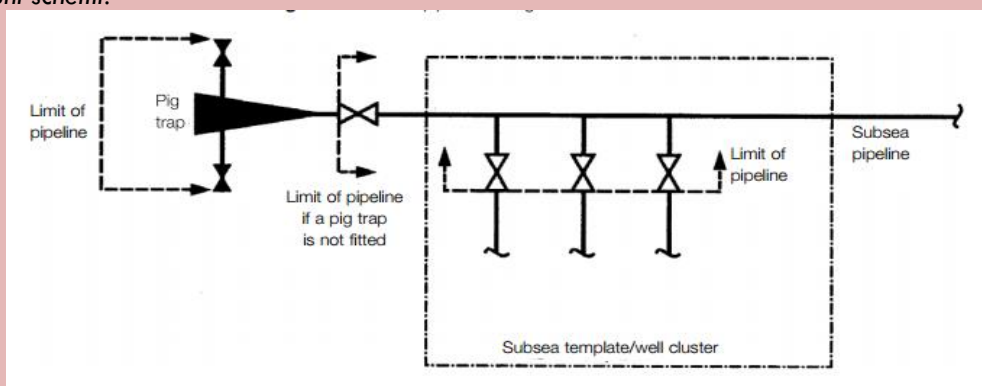


Figura 7 (da "A guide to the Pipelines Safety Regulations 1996 Guidance on Regulations")

In Figura 7 viene rappresentato il limite di batteria di una condotta collegata con più pozzi di produzione.

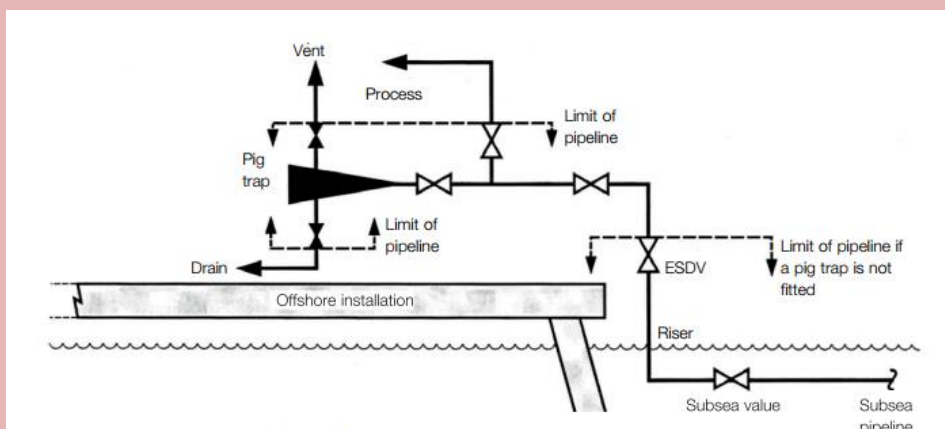


Figura 8 (da "A guide to the Pipelines Safety Regulations 1996 Guidance on Regulations")

In Figura 8 viene rappresentato il limite di batteria di una condotta che collega l'impianto in mare con l'impianto presente a terra (sia in presenza di trappola di lancio che in assenza). Si evidenzia la necessità di inserire una valvola ESD come elemento della condotta.

A.3.18 Sistemi ombelicali (umbilical system)

Sistema ombelicale: sistema di condotte in grado di trasportare i fluidi di servizio e la potenza elettrica necessari per le utenze in impianto o sul fondo marino.

Riportare l'elenco e la descrizione del sistema realizzato. Riportare come minimo le caratteristiche costruttive, i fluidi e la tipologia di sostanze trasportate, la disposizione delle condotte. Riportare inoltre la presenza di condotte per il trasporto di energia elettrica, con le relative caratteristiche costruttive.

La presentazione di tali informazioni può essere condotta attraverso delle tabelle di cui si riporta un esempio:

Linea	Caratteristiche			Pressione [barg]		Servizi		Misure di controllo	Destinazione	Funzione
Id.	Diametro [mm]	Lunghezza [m]	Materiale	Design	Effettiva	Fluido	Portata [m ³ /h]			
A1	41,7	500	Super duplex	90	2	Acqua	3,8	Pressione/ portata	Da impianto A verso impianto B	Acqua di servizio
A2	Da progetto	Da progetto	Da progetto	Da progetto	Da progetto	Cavi alimentazione	-	-	Da impianto A verso impianto B	Alimentazione elettrica
A3	Da progetto	Da progetto	Da progetto	Da progetto	Da progetto	Aria strumenti	-	-	Da impianto A verso impianto B	Alimentazione aria per strumenti

I sistemi ombelicali devono essere considerati nella fase di identificazione dei pericoli e la loro indisponibilità deve essere considerata negli studi di analisi di rischio, tipo HAZOP, attraverso adeguate voci, per esempio "mancanza aria strumenti", "mancanza energia elettrica", etc.

A.3.19 Sistemi per la manutenzione delle cisterne dedicate al carico

Nel caso di FPSO, descrivere i sistemi per la manutenzione delle cisterne del carico, riportando almeno:

- Lavaggio cisterne con greggio (COW);
- Lavaggio con acqua di mare;
- Sistema di inertizzazione del carico (IGS);
- Anodi sacrificali per evitare la corrosione.

A.3.20 Sistemi di manovra

Nel caso di FPSO, descrivere il sistema di manovra riportando:

- Tipologia e caratteristiche delle eliche di manovra (*thruster*);
- Posizionamento sull'unità.

A.3.21 Sistema di scarico (*Offloading system*)

Nel caso di FPSO, descrivere il sistema di scarico riportando:

- Tecnica utilizzata;
- Sistema di travaso;
- Tipologie e dimensioni delle navi coinvolte;
- Sistemi di ballastaggio.

A.3.22 Codici e norme

Riportare la lista di tutti i codici, le norme e le eventuali linee guida pertinenti utilizzati per la costruzione e la messa in servizio dell'impianto, a norma dell'All. I par. 2 comma 9.

B. GESTIONE DELLA SICUREZZA DELL'IMPIANTO

La RGR prevede la dimostrazione che i sistemi di gestione adottati dall'Operatore e dai subappaltati siano adeguati e in linea con i regolamenti vigenti.

Il sistema di gestione dovrebbe mostrare un livello appropriato di controllo per ogni fase del ciclo di vita dell'impianto quali il progetto, la costruzione, il *commissioning*, la fase operativa, le modifiche e lo smantellamento.

Devono essere evidenti le specifiche responsabilità di gestione.

Deve essere prestata particolare attenzione ai livelli gerarchici, alla gestione di situazioni di emergenza, all'esperienza maturata sulla base di incidenti precedenti (*lessons learned*) ed ai requisiti richiesti al sistema di gestione stesso.

Il sistema di gestione deve includere tutte le disposizioni necessarie per coordinare tutte le possibili attività simultanee.

L'Operatore deve fornire almeno gli elementi, descritti nel seguito, utili a descrivere la politica di prevenzione degli incidenti gravi adottata, il sistema di gestione della sicurezza implementato, le operazioni effettuate quali quelle di processo, subacquee e sulle condotte sottomarine. Deve, inoltre, fornire gli elementi utili ad identificare e classificare tutte le sostanze pericolose presenti sull'impianto.

B.1. POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI (*MAJOR ACCIDENT PREVENTION POLICY*)

B.1.1 Documento PPIG

Il documento di politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi è generale e solitamente comune a tutti gli impianti gestiti dall'Operatore. In questo paragrafo è richiesto di riportare una sintesi della politica ed il riferimento al documento che sarà comunque disponibile all'Autorità, nella sede appropriata.

Riportare nella Relazione grandi rischi il riferimento al documento sulla politica di prevenzione degli incidenti gravi, che includa la descrizione dell'articolazione del sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente, come richiesto dall'Art. 19, in conformità all'All. I parr. 8 e 9.

La sintesi del documento di politica di prevenzione degli incidenti gravi (PPIG) dovrebbe includere almeno le seguenti informazioni:

- Impostazione della politica:
 - Politica e obiettivi;
 - Dichiarazione di responsabilità aziendale;
- Organizzazione:
 - Struttura, responsabilità e cultura della sicurezza;
 - Consigli professionali sulla salute e sulla sicurezza;
 - Coinvolgimento dei lavoratori;
 - Sistemi di valutazione del rischio;
- Pianificazione e standard:
 - Standard e procedure per controllare i rischi, incluse le ore lavoro e il carico di lavoro;
 - Permessi di lavoro;
 - Competenza e addestramento;
 - Selezione del personale;
 - Controllo dei cambiamenti;
 - Selezione e controllo dei contratti;
 - Pianificazione e controllo per le emergenze;
 - Salute sul lavoro;
- Analisi funzionali dell'impianto:
 - Registrazione e investigazione degli incidenti;
 - Monitoraggio attivo;
- Audit e relazioni:
 - Attività di auditing;
 - Revisione e applicazione delle "*lessons learned*".

Deve essere evidente:

- chi possieda la responsabilità generale delle attività;
- il responsabile del sistema di comunicazione tra le attività in impianto a mare e a terra durante le normali operazioni ed in emergenza.

B.2. SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE

Riportare l'indice del documento del sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente e il riferimento al documento completo. Tale documento deve essere redatto ai sensi dell'Art. 11 e dell'Art.19 del D.Lgs. 145/2015 e dovrà contenere come minimo i seguenti paragrafi di dettaglio:

- Struttura organizzativa e relazioni tra gli uffici tecnici,

in cui dovrà essere specificata la struttura organizzativa in forma grafica, con diagrammi a blocchi. Nel grafico devono essere inseriti i ruoli e le responsabilità. Nella Relazione deve essere indicato il rapporto tra i vari ruoli da porre in relazione alla prevenzione e gestione

degli incidenti gravi (quali ad esempio il responsabile delle operazioni di manutenzione, di ispezione, della sicurezza, della progettazione e della costruzione, etc.).

- Requisiti di addestramento del personale direttivo/Requisiti di addestramento delle maestranze addette a funzionamento, manutenzione e sicurezza e del personale esterno,

in cui dovranno essere specificati quali siano i programmi di informazione, formazione e addestramento per il personale direttivo, per gli addetti alle operazioni, alla manutenzione ed alla sicurezza e per il personale esterno.

- Procedure di individuazione e valutazione del rischio

in cui dovrà essere riportata la descrizione delle procedure per l'individuazione e la valutazione dei grandi rischi.

- Sistema di verifica,

in cui dovrà essere riportata una descrizione del sistema di verifica adottato.

B.3. DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DELL'IMPIANTO

Per la descrizione del processo di produzione è possibile fare riferimento ai documenti già elaborati, per esempio quelli già riportati nel manuale operativo di impianto.

B.3.1 Operazioni di processo a bordo

Riportare la tipologia di processo, i profili di produzione previsti, la vita attesa dell'impianto, le modalità operative e le altre attività previste.

Riportare inoltre la descrizione delle operazioni di processo a bordo (attività di routine di ispezione dell'impianto, controllo strumentazione etc.) riportando i parametri, i sistemi di controllo e regolazione, la componentistica, le quantità gestite.

Per il caso specifico delle FPSO, si richiede di riportare la descrizione delle attività di processo a bordo, con particolare attenzione alle fasi di trattamento dell'idrocarburo, alle attività di stoccaggio ed alle fasi di scarico (in particolare: frequenza di travaso, quantità di idrocarburo travasata e relativo riempimento delle casse di zavorra).

B.3.2 Operazioni subacquee (diving operations)

Riportare la tipologia e la periodicità delle attività previste.

Devono essere inoltre indicate le precauzioni adottate, nonché deve essere posta in evidenza l'eventuale influenza di tali operazioni sull'accadimento di eventuali incidenti gravi.

Il Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, riporta:

Capo VII - Impiego di operatori subacquei

53. Prescrizioni generali.

Le prestazioni lavorative in immersione per il posizionamento della piattaforma, per l'ispezione e la manutenzione delle attrezzature sommerse o per lavori assimilabili, devono essere effettuate solamente da personale esperto e fisicamente idoneo, diretto da un responsabile di comprovata capacità, nel rispetto delle norme specifiche in materia e delle regole della buona tecnica.

Tutte le immersioni devono essere autorizzate dal predetto responsabile.

Non è consentito l'impiego di operatori subacquei quando non siano presenti a bordo gli equipaggiamenti, le attrezzature ed i mezzi di salvataggio necessari per rendere sicure le immersioni, o quando vi siano dubbi sulle condizioni psico-fisiche degli operatori stessi.

Il datore di lavoro deve prevedere la disponibilità, a seconda delle situazioni, di una camera iperbarica a bordo o di un rapido collegamento con un centro di emergenza dotato di tale attrezzatura).

B.3.3 Operazioni delle condotte sottomarine (pipelines operations)

Riportare l'elenco di tutte le condotte sottomarine collegate all'impianto e i relativi Operatori che le gestiscono.

Riportare le modalità di gestione delle condotte sottomarine, indicando le periodicità dei test, delle ispezioni e della manutenzione. Indicare inoltre le misure di protezione adottate.

L'Operatore, in relazione alle condotte, è:

- *La persona che deve avere o (se il fluido è trasportato) ha il controllo sul trasporto del flusso nella condotta;*
- *Nel caso in cui non fosse definita la figura responsabile di cui al punto precedente, è la persona responsabile del progetto e della costruzione della condotta;*
- *Quando la condotta non è più in funzione, è l'ultima persona che ne ha avuto il controllo prima della fermata.*

L'Operatore delle condotte è la persona che ne ha il controllo in qualsiasi momento del ciclo vita, dal progetto allo smantellamento finale.

Misure di protezione delle condotte sottomarine (pipelines protection measures)

Riportare le misure di protezione adottate per le condotte sottomarine.

DPR 886/79 comma 79:

Condotte sottomarine

Le condotte sottomarine per il trasporto a distanza degli idrocarburi liquidi e gassosi prodotti dal sottofondo marino nelle aree indicate nell'art. 1 devono rispondere ai requisiti di resistenza, devono presentare giunti sicuri e devono essere adeguatamente protette contro le corrosioni nonché contro le azioni delle correnti e degli altri fattori ambientali.

I progetti [...] devono contenere ragguagli sulle caratteristiche delle tubazioni e dei materiali impiegati, sulle condizioni del fondo marino lungo il tracciato, sulle modalità di messa in opera, sulle ispezioni e controlli iniziali e su quelli previsti nel corso dell'esercizio.

Le autorità competenti, sentito il progettista, possono imporre varianti al tracciato o chiedere l'adozione di particolari accorgimenti, ivi compreso lo spostamento a spese del permissionario o del concessionario degli impianti di telecomunicazioni preesistenti, per prevenire il rischio di danni ad altre opere sottomarine o per evitare indebite interferenze con altre attività di preminente interesse pubblico che si svolgono in mare.

Nelle aree in cui sussistano concreti rischi di danneggiamento da parte di ancore, attrezzi da pesca, ecc., le autorità competenti possono richiedere l'interramento, parziale o totale, delle tubazioni.

Per l'installazione delle condotte devono essere osservate le disposizioni del codice della navigazione.

[...]

DPR 886/79 comma 80:

Protezione delle condotte sottomarine

Le condotte sottomarine di cui agli articoli 78 e 79 devono essere munite di sensori di alta e bassa pressione in numero adeguato. Il segnale di alta o bassa pressione deve provocare automaticamente l'interruzione del flusso di idrocarburi.

Il flusso di idrocarburi nelle condotte non deve essere ripristinato sino a quando non siano state sicuramente individuate e rimosse le cause dell'anormale aumento o calo di pressione.

Analoghi dispositivi di protezione devono essere installati nei collettori, nei separatori ed in genere in tutti gli apparecchi di pressione destinati al trasporto, al contenimento ed al trattamento degli idrocarburi nelle piattaforme di produzione e strutture assimilabili.

[...]

Dovrebbero essere previsti almeno i seguenti sistemi di sicurezza:

- Valvole di blocco d'emergenza (con i relativi pressostati di alta e bassa pressione), che possano operare "su domanda" o che si chiudano in posizione sicura, per minimizzare le perdite di contenimento;
- Valvole di non ritorno;
- Eventuali altri dispositivi.

Integrità delle condotte sottomarine (pipeline integrity)

Riportare le valutazioni effettuate sull'integrità delle condotte.

L'Operatore, nel progetto della condotta, dovrebbe dimostrare di aver considerato come minimo:

- Le forze che si generano a causa delle operazioni (avviamento, fermata, colpo d'ariete, etc.);
- Le caratteristiche chimico-fisiche del fluido trasportato;
- Le caratteristiche del fluido in termini di corrosività, abrasività o attività chimiche;
- Le caratteristiche di pericolosità del fluido e potenziali misure protettive specifiche;
- Le forze esterne (azioni fisiche e chimiche dell'ambiente circostante) ed eventuali processi chimici (per es. corrosione) a cui potrebbero essere soggette;
- Le condizioni operative di temperatura e pressione, l'intervallo tra massimo e minimo;
- Le forze a cui le condotte sono sottoposte durante la costruzione ed installazione;
- I materiali con cui vengono realizzate le condotte e tutti i dispositivi associati, che devono essere idonei alla tipologia di fluidi trasportati.

Nella fase d'installazione sono fondamentali le valutazioni che si riferiscono alla posizione della condotta, la profondità della copertura, la necessità di ancoraggi o supporti, le protezioni aggiuntive per posizionamenti vulnerabili.

Manutenzione

Riportare i criteri e la filosofia manutentiva adottata per le condotte; in particolare, descrivere le modalità di controllo delle scadenze manutentive per ciascun elemento.

Descrivere sinteticamente il sistema di gestione della manutenzione, delineando le modalità e le tempistiche per effettuare i sopralluoghi e le verifiche per garantire l'integrità del sistema.

Il progetto delle condotte deve tener conto di tutti i dispositivi necessari per facilitare l'ispezione e la manutenzione della stessa.

E' importante considerare che la manutenzione della condotta include tutti i sistemi di controllo e misura associati come valvole, cavi e altri dispositivi primari, oltre che di tutti i dispositivi di sicurezza.

Descrivere le modalità di messa in sicurezza in caso di fermata prolungata e prevedere adeguate misure di ripristino della sua integrità prima del ritorno in funzione.

B.3.4 Gestione delle ispezioni e della manutenzione (*inspection and maintenance*)

Riportare i criteri e la filosofia manutentiva adottata per l'impianto (*risk based maintenance, reliability centred* o similari); in particolare, descrivere le modalità di controllo delle scadenze manutentive per ciascun elemento di impianto.

Descrivere sinteticamente il sistema di gestione della manutenzione.

Giustificare le scelte in materia di definizione della politica manutentiva e della periodicità scelta (da analisi di rischio, da esperienza operativa, da leggi, da indicazioni assicurative del costruttore...).

Riportare, inoltre, la filosofia ispettiva adottata per l'impianto e i relativi criteri di attuazione (*risk based inspection* o similari).

Per il caso specifico delle FPSO, si richiede di riportare, inoltre, la filosofia adottata nel processo del lavaggio delle cisterne del carico, delineando le modalità e le tempistiche per effettuare i sopralluoghi e le verifiche per garantire l'integrità del sistema.

B.3.5 Logistica e movimentazione di carichi a bordo

Operazioni di trasporto

Riportare la descrizione di operazioni di movimentazione legate all'impianto in esame. Descrivere come vengono movimentati i carichi a bordo, riportando almeno le seguenti informazioni:

- Tipologia;
- Dimensioni;
- Peso;
- Modalità;
- Periodicità.

B.3.6 Informazioni relative alle sostanze pericolose (*hazardous substances information*)

Fornire l'elenco e le informazioni caratteristiche di tutte le sostanze pericolose presenti, ivi inclusi H₂S e SO₂ per la tossicità e la corrosione.

Informazioni inerenti il deposito ed i relativi sistemi di protezione per le sostanze presenti sono da riportare all'interno del paragrafo A.3.15.

Classificazione delle sostanze pericolose

Fornire la classificazione notificata o armonizzata al regolamento 1272/2008/CE ed al regolamento 1907/2006/CE (REACH) delle sostanze pericolose e le relative schede di dati di sicurezza, integrate, ove necessario, dalle opportune indicazioni tecnico-scientifiche disponibili quali, ad esempio:

- misure di emergenza previste dall'Operatore in caso di dispersione accidentale;
- mezzi a disposizione dell'Operatore per rendere inoffensiva la sostanza;
- metodi e precauzioni aggiuntivi relativi alla manipolazione, al deposito e all'incendio o altri scenari incidentali previsti dall'Operatore.

Per ciascuna sostanza individuata devono inoltre essere indicate la quantità e la localizzazione, con mappa annessa.

Comportamento chimico/fisico in condizioni normali/anomale, incompatibilità con altre sostanze

Per le sostanze pericolose, descrivere il comportamento chimico e/o fisico, nelle condizioni normali e/o anomale prevedibili di deposito o di utilizzazione con particolare riferimento alla suscettibilità a dare origine a fenomeni di instabilità o incompatibilità con altre sostanze.

Impianti di trattamento reflui e deposito rifiuti

Riportare la modalità di gestione dei rifiuti presenti a bordo, indicandone la quantità prodotta e la modalità di smaltimento.

Particolare attenzione deve essere posta nel caso di presenza di rifiuti pericolosi, per i quali devono essere poste in essere precauzioni particolari anche con riferimento alle normative specifiche. Riportare i riferimenti alle normative applicate.

C. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

L'Operatore fornisce come minimo i seguenti elementi utili a dimostrare che la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la manutenzione presentano un livello di affidabilità e sicurezza accettabile, ossia la cui riduzione richiederebbe tempi, costi o sforzi assolutamente sproporzionati rispetto ai vantaggi di tale riduzione.

C.1. CRITERI DI SICUREZZA NELLA PROGETTAZIONE

I Criteri di Sicurezza nella progettazione hanno l'obiettivo di garantire l'integrità dell'impianto e prevenire le perdite di contenimento di idrocarburi con l'utilizzo dei principi della "buona ingegneria" al fine di assicurare che il progetto sia *intrinsecamente più sicuro* ed in accordo sia alla politica di sicurezza sia alla regolamentazione internazionale ed italiana.

Riportare i criteri di sicurezza nella progettazione adottati e darne evidenza, per esempio inserendo l'elenco dei documenti sviluppati durante il progetto esecutivo e l'elenco delle principali norme tecniche a cui si è fatto riferimento.

In particolare, i criteri di sicurezza riguardano:

- Disposizione planimetrica (*layout*);
- Progetto Strutturale;
- Processo e Servizi;
- Sistema di Sicurezza;
- Sistema Elettrico;
- Prevenzione Incendi;
- Protezione Personale;
- Protezione e prevenzione ambientale;
- Sistemi di Scarico;
- Sistemi di Evacuazione e Fuga.

I criteri di sicurezza sono definiti e consolidati nella ISO 13702-2015. All'interno dell'Allegato 2 ne viene fornita una descrizione a cui l'Operatore può ispirarsi per presentare i criteri adottati per l'impianto in esame.

C.2. ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE

Specificare l'esperienza storica e le fonti di informazione relative alla sicurezza di impianti simili della Compagnia, con riferimento alla possibilità di insorgenza di incendi, esplosioni ed emissioni di sostanze pericolose, indicando al contempo le modalità ed i criteri di ricerca utilizzati, garantendo la possibilità di verifica da parte dell'autorità competente.

Fornire le informazioni su incidenti o quasi incidenti verificatisi su installazioni oil&gas all'interno della Società, o di Società dello stesso Gruppo, almeno negli ultimi 10 anni, riportando i dati come richiesto al paragrafo C.2.1.

La Compagnia potrà estrarre questi dati dal proprio sistema di gestione della sicurezza, nel quale dovrà essere previsto un sistema di comunicazione alle Autorità del verificarsi di incidenti o quasi incidenti.

Si ricorda che la mancata comunicazione del verificarsi di incidenti o quasi incidenti al Comitato comporta l'applicazione di una sanzione (Art. 32 comma 12).

C.2.1 Esperienza storica

Sulla base di studi di letteratura, banche dati nazionali e internazionali condivise con l'Autorità competente, evidenziare le problematiche tipiche riscontrate nel passato per la tipologia di impianto oggetto della valutazione.

Le informazioni su incidenti o quasi incidenti verificatisi su installazioni oil&gas all'interno della Compagnia almeno negli ultimi 10 anni dovrebbero comprendere le seguenti informazioni:

- Data e fonte di informazione;
- Localizzazione (unità lavorativa, apparecchio);
- Sostanze coinvolte;
- Informazioni sulle sostanze coinvolte;
- Tipo di incidente;
- Cause dell'evento;
- Danni alle persone;
- Danni all'ambiente e danni materiali;
- Estensione degli effetti;
- Sintesi dell'analisi di comparazione con l'impianto oggetto dell'analisi, con indicazione dei possibili fattori migliorativi impiantistici e gestionali.

C.2.2 Registro comunicazioni incidenti o quasi incidenti dell'impianto comunicati al Comitato (nel caso di impianti esistenti)

Fornire una descrizione sintetica delle modalità con cui la Compagnia registra gli eventi, di come li esamina e di come attiva, a seguito del verificarsi di incidenti o quasi incidenti, le opportune misure di controllo del rischio sui propri impianti.

Inserire il registro delle comunicazioni di incidenti o quasi incidenti dell'impianto, riportando inoltre una sintesi delle azioni intraprese per il controllo del rischio, a seguito del riesame dell'accaduto.

C.3. IDENTIFICAZIONE E VALUTAZIONE DEI RISCHI (RISK ASSESSMENT)

C.3.1 Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente (risk target)

Il Decreto richiede che i rischi residui di incidenti gravi siano accettabili. In modo implicito richiede di adottare un criterio di accettabilità del rischio.
Il criterio di accettabilità del rischio determina il livello di rischio complessivo che può essere classificato come tollerabile, per un determinato periodo di tempo o in una certa fase dell'attività dell'impianto.

Riportare i parametri decisionali, in termini di accettabilità del rischio. Riportare i criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente adottati.

L'Operatore dovrà attenersi ai criteri di tollerabilità del rischio descritti nell'Allegato 3: "Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente" oppure concordare dei criteri di tollerabilità diversi con l'Autorità Competente.

Le tipologie di criterio di cui si può avvalere l'Operatore sono di due categorie:

- Criteri di tipo quantitativo, attraverso la determinazione del valore IRPA (*Individual Risk Per Annum*) per il personale ed attraverso l'utilizzo di matrici di rischio semi-quantitative per l'ambiente;
- Criteri di tipo semi-quantitativo/qualitativo, attraverso l'utilizzo di matrici di rischio.

Indipendentemente dalla tipologia adottata, la verifica di tollerabilità del rischio dovrà essere condotta valutando il rischio cumulato su tutti gli scenari ipotizzabili, a parità di effetto, intensità e area coinvolta, e non sul singolo scenario.

A seconda della tipologia di analisi richiesta per l'impianto in analisi, scelta attraverso l'utilizzo della Tabella 1 nel paragrafo C.3.2, si procederà come qui oltre indicato:

- Analisi semplificata: utilizzo di una matrice di accettabilità qualitativa, in linea con quanto indicato da standard internazionali quali ISO 17776, NORSOK Z013 o similari.
- Analisi media: utilizzo di una matrice di accettabilità semi-quantitativa, in cui la valutazione del danno sia di tipo qualitativo e la valutazione della frequenza sia di tipo quantitativo.
- Analisi dettagliata: utilizzo di un valore IRPA di riferimento per quanto concerne il personale ed utilizzo di una matrice semi-quantitativa per quanto concerne il rischio per l'ambiente.

Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 3.

C.3.2 Tipologia di analisi da adottare per la valutazione del rischio

L'Operatore deve indicare la tipologia di analisi che intende adottare per effettuare la valutazione del rischio. A tale scopo si suggerisce di adottare i criteri di seguito indicati.

Il primo criterio riguarda la tipologia di sostanza estratta dall'impianto in esame e prevede che si distinguano tre categorie:

- Idrocarburi gassosi con componenti tossiche;
- Idrocarburi gassosi senza componenti tossiche;
- Idrocarburi liquidi (miscela gas, olio ed acqua).

Il secondo criterio riguarda le caratteristiche di processo a bordo dell'impianto:

- Con trattamento, includendo in tale categoria: nel caso del gas, compressori, unità di disidratazione, unità di addolcimento; nel caso di olio, separatori, scambiatori di calore; nel caso di acqua, sistemi di trattamento acque oleose;
- Senza trattamento, includendo in tale categoria la testa pozzo ed eventuali elementi necessari per il corretto funzionamento (es. singolo separatore gas per gravità).

Vengono definiti tre livelli di approfondimento della metodologia di analisi: Semplificata, Media e Dettagliata. In ogni caso, le valutazioni da effettuarsi, sebbene semplificate, dovranno avere natura cautelativa.

NOTA: In generale, se condotta con opportuna cautela, l'applicazione delle metodologie semplificate comporta necessariamente una sovrastima del rischio che potrà essere raffinata mediante metodologie più accurate (Media e/o Dettagliata).

La scelta della tipologia di analisi da applicare per svolgere una adeguata analisi di rischio è schematizzata nella Tabella 1.

Per quanto riguarda la presenza di H₂S, per gli impianti esistenti si considera di utilizzare una metodologia media arricchita di alcuni elementi di quella dettagliata (vedi C.3.4 "Analisi dettagliata" e Allegato 3 paragrafo 2.2.1) nel caso in cui la concentrazione di idrogeno solforato nei fluidi prodotti dall'impianto sia uguale o superiore a 100 ppm (IDLH) rispetto alla frazione gas/vapore che si avrebbe in caso di rilascio in atmosfera. [Riferimento: Henderson and Haggard 1943; Poda 1966; Yant 1930].

Il presidio o meno dell'impianto non è discriminante al punto di imporre un diverso approccio di valutazione del rischio, dal momento che la presenza o meno di persone è elemento di valutazione durante l'analisi, qualunque sia la metodologia adottata.

Parimenti, si ritiene che l'approccio metodologico debba avere lo stesso livello di approfondimento sia per impianti nuovi che per impianti esistenti in quanto la maggior confidenza

operativa sugli impianti esistenti è compensata da un potenziale incremento del rischio dovuto al deterioramento dei materiali e dei sistemi ed al fatto che le tecnologie adottate al tempo della costruzione potrebbero risultare meno efficaci delle attuali.

Tabella 1: Proposta di selezione della tipologia di analisi di rischio

Rif.	Sostanza	Caratteristiche del processo	Tipologia di analisi suggerita
H1	Presenza di H ₂ S (>100 ppm)		Dettagliata ¹
G1	Gas secco, umido, con condensati	Senza trattamento gas	Semplificata
G2	Gas secco, umido, con condensati	Con trattamento	Media
G3	Gas + Olio + Acqua	Senza trattamento gas Senza trattamento olio	Media
G4	Gas + Olio + Acqua	Con trattamento gas Con trattamento olio Con trattamento acqua	Dettagliata ²

In ogni caso, per motivate circostanze, l'Operatore può concordare con l'Autorità Competente una tipologia di analisi differente da quelle proposte.

Indipendentemente dalla tipologia di analisi identificata, l'Operatore svolge, come primo passo dell'analisi, l'identificazione di tutti i pericoli di processo e dei pericoli collegati all'ambiente circostante, riportandone i risultati e le osservazioni come indicato nel paragrafo seguente.

C.3.3 Identificazione dei pericoli di processo e dei pericoli collegati all'ambiente circostante

Deve essere utilizzato un approccio sistematico al fine di identificare i pericoli connessi alle attività di impianto, alla presenza di sostanze pericolose e nelle condizioni operative che si applicano all'impianto in esame, insieme con gli eventi iniziatori o loro sequenze. Si dovranno identificare tutti i pericoli per le persone, l'ambiente e l'asset. Il metodo applicato per l'identificazione dipende da fattori come il tipo di sistema coinvolto (es. tipi di impianti e apparecchi, inclusi dispositivi di protezione), e le attività operative. Devono essere considerate tutte le attività significative associate con l'installazione e tutti gli scenari incidentali gravi descritti, anche se coinvolgono un numero ristretto di persone. Deve essere applicato un approccio strutturato per assicurare che nessun pericolo di incidente grave, eventi iniziatori o sequenze di eventi venga trascurato. Un processo completo normalmente include la consultazione con gli operatori, i progettisti, gli strumentisti, i processisti, i manutentori, gli esperti HSE e, se ritenuto appropriato, con i fornitori e i contrattisti. La sequenza delle attività e la loro interferenza con altre attività prevedibili, come nel caso di perforazione e produzione, devono essere studiate opportunamente ed analizzate a parte come attività in simultanea. L'obiettivo finale dell'identificazione dei pericoli è la definizione di tutti gli scenari incidentali credibili.

L'Operatore sceglie la metodologia più adatta per l'identificazione dei pericoli (HAZID, HAZOP, *what if*, FMEA, FMECA, *check list*) e riporta i risultati della sua applicazione.

Nel caso di nuovi impianti, si raccomanda di applicare la tecnica HAZID per analizzare gli eventi esterni e la tecnica HAZOP per studiare i pericoli connessi alle deviazioni di processo.

Nell'applicazione di tali tecniche vanno identificati tutti i pericoli presenti e gli eventi che possono scatenarli (eventi iniziatori), considerando:

- Guasti tecnici;
- Errori umani;

¹ Per gli impianti esistenti è ammesso l'uso della metodologia media arricchita di alcuni elementi di quella dettagliata (vedi C.3.4 Analisi dettagliata e Allegato 3 paragrafo 2.2.1)

² Per gli impianti esistenti può essere adeguata un'analisi di tipo medio.

- Errori SW;
- Eventi esterni.

I pericoli individuati e gli eventi iniziatori dovranno includere almeno:

- Rilasci dal processo o altre deviazioni di processo;
- Incidenti di pozzo;
- *Dropped objects*;
- *Helicopter crash*;
- *Vessel collision*;
- Cedimenti strutturali (inclusi eventi naturali e cedimenti strutturali per progettazione errata).

Non è prevista la valutazione del rischio occupazionale in quanto già oggetto di valutazione ai sensi del D.Lgs. 81/2008.

Un elenco dei metodi di analisi di rischio, normalmente utilizzati, è riportato nell'Allegato 4: "Analisi di rischio".

L'identificazione deve essere condotta indipendentemente dalla tipologia di analisi nella quale rientra l'impianto in esame in maniera sistematica e completa.

Una volta eseguita l'identificazione dei pericoli in maniera sistematica, l'Operatore applica la metodologia di analisi più idonea per il proprio impianto (analisi semplificata, media o dettagliata).

C.3.4 Scelta della metodologia di analisi di rischio

Dopo aver indicato la tipologia di analisi che l'impianto richiede e dopo aver individuato i pericoli, l'Operatore effettua la valutazione dei rischi seguendo la metodologia più opportuna come indicato in Figura 9.

Per valutare i rischi, l'Operatore dovrà considerare e analizzare tutti gli scenari ritenuti credibili che possono generarsi a seguito dell'accadimento degli eventi iniziatori individuati con l'analisi descritta in C.3.3.

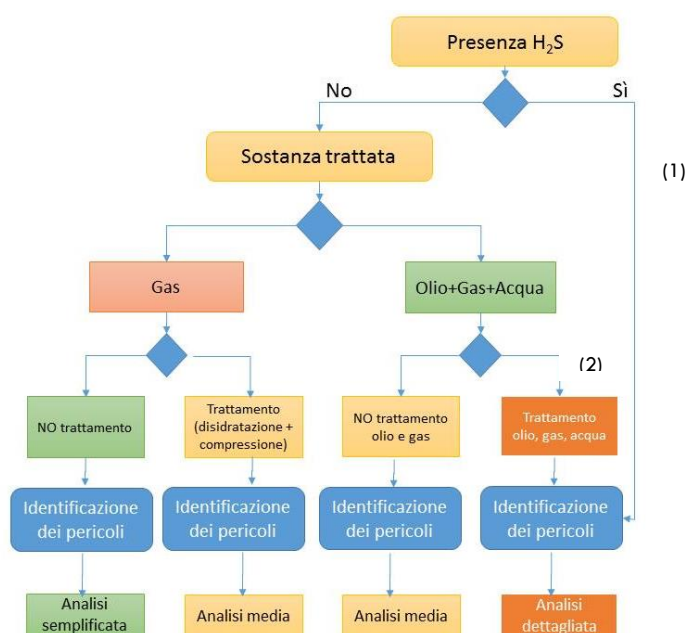


Figura 9. Diagramma di selezione della metodologia di analisi del rischio

Analisi semplificata

Nel caso in cui la complessità dell'impianto o le sostanze presenti richiedano l'esecuzione di un'analisi di rischio semplificata, l'Operatore riporterà tutte le analisi svolte per l'impianto in esame, utilizzando il metodo qualitativo adatto e mettendo in evidenza i risultati ottenuti.

I metodi suggeriti comprendono l'applicazione di HAZOP, HAZID o FMECA con la valutazione del livello di rischio attraverso l'implementazione della metodologia *Bow tie* oppure LOPA per tutti gli scenari ritenuti critici a seguito dell'identificazione dei pericoli.

Nel caso di analisi semplificata è richiesto di effettuare una valutazione qualitativa (mediante indici) oppure semi-quantitativa (mediante intervalli di ordini di grandezza) delle frequenze di accadimento ed una valutazione qualitativa del danno. Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 4: "Analisi di rischio".

¹ Per gli impianti esistenti è ammesso l'uso della metodologia media arricchita di alcuni elementi di quella dettagliata (vedi C.3.4 Analisi dettagliata e Allegato 3 paragrafo 2.2.1)

² Per gli impianti esistenti può essere adeguata un'analisi di tipo medio.

Analisi media

Nel caso in cui la complessità dell'impianto o le sostanze presenti richiedano l'esecuzione di un'analisi di rischio media, l'Operatore riporterà tutte le analisi svolte per l'impianto in esame, utilizzando un metodo semi-quantitativo.

I metodi suggeriti comprendono l'applicazione di metodologie quali *Bow tie* o LOPA per tutti gli scenari ritenuti critici a seguito dell'identificazione dei pericoli. Nel caso di analisi media è richiesto di effettuare una valutazione qualitativa del danno ed una valutazione quantitativa della frequenza di accadimento degli scenari incidentali. La valutazione della frequenza di accadimento degli scenari dovrà prevedere una stima quantitativa della frequenza di accadimento delle cause che conducono allo scenario analizzato ed una stima delle indisponibilità e/o inaffidabilità delle barriere di protezione e/o mitigazione prestando particolare attenzione alle dipendenze tra i guasti (*common cause failure analysis*) ed includendo nell'analisi la valutazione di guasti tecnici, errori umani, errori software ed eventi esterni.

Per gli impianti nuovi, un possibile riferimento tecnico per la corretta valutazione dell'efficacia delle barriere di protezione e/o mitigazione è fornito dagli standard IEC EN 61508 e 61511.

Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 4: "Analisi di rischio".

Analisi dettagliata

Nel caso in cui la complessità dell'impianto o le sostanze presenti lo richiedano, l'Operatore svolgerà le analisi quantitative adatte e metterà in evidenza i risultati ottenuti.

L'analisi utilizzerà i risultati della fase di identificazione dei pericoli.

Un'analisi quantitativa richiederà l'applicazione delle diverse metodologie di analisi volte a trattare tutti gli aspetti legati al rischio per le persone e l'ambiente, mentre, per quanto riguarda la valutazione del rischio per l'asset, la sua valutazione rimane a discrezione della Compagnia.

Al fine di garantire la completezza della valutazione quantitativa del rischio, possono essere eseguiti gli studi seguenti, ove applicabili:

- QRA (*Quantitative Risk Assessment*);
- FERA (*Fire and Explosion Risk Assessment*);
- EERA (*Escape, Evacuation and Rescue Analysis*);
- *Dropped objects*;
- *Helicopter crash*;
- *Vessel collision*;
- *Human factor*.

In funzione della rilevanza del pericolo, e comunque nel caso di impianti esistenti, queste valutazioni potranno avere carattere statistico oppure qualitativo (es. nel caso di studio "*Vessel collision*" si potrà prevedere una valutazione qualitativa mediante HAZID oppure una valutazione su base statistica; solo in casi particolari può essere necessario indagare il fenomeno con studi specialistici *site-specific*).

Qualora la progettazione dell'impianto sia stata effettuata secondo i criteri degli standard tecnici IEC EN 61508-61511 (*SIL studies*), gli studi sopra indicati dovranno essere coerenti con le valutazioni fatte in sede di *SIL allocation* e *SIL verification* (identificazione delle funzioni di sicurezza da utilizzarsi durante la valutazione quantitativa del rischio e stime delle indisponibilità e/o inaffidabilità dei sistemi di protezione/mitigazione).

Dettagli su tali metodologie sono riportati nell'Allegato 4: "Analisi di rischio".

C.3.5 Criteri per l'analisi e valutazione del rischio (rule sets)

Indipendentemente dalla tipologia di analisi effettuata vengono, nel seguito, indicate alcune regole generali, *rule sets*, da applicare nella valutazione del rischio. E' richiesto di indicare le *rule set* adottate per l'esecuzione dell'analisi di rischio presentata nella Relazione.

- La probabilità di innesco da utilizzare può essere:
 - Proporzionale alla portata di rilascio (reperibili in standard, norme, linee guida, tra cui si suggerisce l'utilizzo di [1] e [2]) da ripartire tra innesco immediato e ritardato, oppure
 - Valutata con Metodo dinamico, proporzionale al tempo di permanenza della nube ed al numero e tipologia di sorgenti di innesco (di cui si suggerisce l'applicazione in [3]).
- Nell'individuazione della frequenza di fallimento delle singole barriere, in ottica cautelativa:
 - Per impianti esistenti si raccomanda di fare riferimento a dati storici, reperibili in testi esistenti (ad esempio banca dati OREDA), piuttosto che fare riferimento a dati di laboratorio;
 - Per impianti nuovi è possibile fare riferimento a dati disponibili siano essi dati di laboratorio o provenienti da testi di letteratura o da fornitori.
- *Dropped objects*: durante la valutazione degli incidenti derivanti dalla caduta degli oggetti pesanti manovrati mediante la gru dell'impianto o gru su imbarcazioni si raccomanda di considerare:
 - Le cadute di oggetti su parti di processo, che potrebbero costituire un aggravio nella stima delle frequenze di rilascio delle sezioni isolabili interessate;
 - La possibilità di sfondamento dei *deck*, che potrebbe costituire un aggravio nella stima delle frequenze di rilascio delle sezioni isolabili sottostanti i *deck* interessati;

- La caduta di carichi in acqua e il potenziale interessamento di condotte sottomarine.

Includere nell'analisi anche il potenziale impatto tra i carichi oscillanti e la struttura.

Per tale valutazione ci si può avvalere di riferimenti quali [4], [5], [6] e [7].

Per quanto riguarda l'esecuzione dell'analisi quantitativa (o nel caso in cui si debba far riferimento a specifici criteri di analisi), vengono stabilite ulteriori *rule set* relative a:

- Dimensioni delle rotture da considerare, i cui valori sono stati ricavati da test OGP:
 - Diametri equivalenti del foro = 5, 30, 100, 150 mm [in linea di principio non si ritiene necessario considerare la rottura *full bore* salvo situazioni particolari in cui le linee di processo siano esposte a meccanismi particolarmente gravosi dovuti ad esempio a *dropped* o *swinging object*, a *ship collision* o a *helicopter crash*];
- Scenari incidentali da studiare:
 - Si raccomanda di studiare tutti i rilasci delle singole sezioni isolabili ipotizzando il corretto intervento del sistema di blocco di emergenza (ESD) [*la probabilità di fallimento dei sistemi ESD è caratterizzata da valori estremamente bassi, pertanto il rischio associato agli scenari di rilascio non intercettati risulta generalmente accettabile*]. Qualora l'analista decidesse di omettere lo studio di alcune sezioni isolabili e scenari incidentali, dovrà dare evidenza dei criteri di selezione e dimostrare che la scelta operata garantisce una valutazione cautelativa del rischio.
- Vulnerabilità delle strutture: l'analisi dei danni derivanti dagli scenari incidentali dovrà prendere in considerazione oltre alle persone e alle matrici ambientali anche le strutture presenti sull'impianto al fine di valutare l'eventuale fallimento delle operazioni di evacuazione e lo sviluppo di effetti domino. Lo studio dovrà prendere in considerazione almeno le seguenti strutture:
 - Strutture primarie;
 - Pavimentazione del deck;
 - Serbatoi;

Un buon riferimento tecnico per la selezione dei criteri di vulnerabilità è la Linea guida DNV CMPT 1999/100a, "A Guide to Quantitative Risk Assessment for Offshore Installations" [4].

- Vulnerabilità delle persone: per l'analisi dei danni alle persone, derivanti dagli scenari incidentali, si potrà far riferimento ai modelli Probit (rif. Libro Verde TNO). I valori di vulnerabilità dovranno essere calcolati con riferimento alle soglie di danno proposte dal DM 9/5/2001.
- Mappatura del rischio: la rappresentazione dei risultati dell'analisi dovrà prevedere la mappatura del rischio, per la successiva verifica rispetto ai criteri di accettabilità, a livello zero per ciascun deck (ai fini di evidenziare il rischio per le strutture) e nell'area compresa fra i due deck (al fine di evidenziare il rischio per le strutture e quello per le persone), usualmente alla quota di 1,5 metri rispetto al piano del deck. Nel caso di FPSO la mappatura del rischio dovrà tener conto della rotazione della nave attorno al suo punto di ancoraggio.

La mappatura dovrà essere effettuata per rappresentare:

- LSIR (*Local Specific Individual Risk*) sulle 24 ore, a supporto della valutazione dell'IRPA
- il rischio di escalation (mappando separatamente i rischi di incendio ed esplosione, con riferimento ai criteri di vulnerabilità di cui ai punti precedenti).

C.3.6 Valutazione dei rischi tecnologici indotti per eventi naturali estremi ed altri eventi esterni

Dare evidenza dei criteri utilizzati in sede di progettazione al fine di garantire la sopravvivenza dei sistemi a fronte di eventi naturali estremi o eventi esterni.

Effettuare una valutazione sistematica degli eventi naturali estremi e degli altri eventi esterni (ad esempio mediante analisi HAZID) al fine di evidenziare potenziali contributi di tali eventi all'accadimento di eventi iniziatori d'incidente o alla compromissione dei sistemi di sicurezza di cui è dotato l'impianto. Le risultanze emerse da tale analisi dovranno essere considerate in sede di valutazione del rischio come contributo all'aggravio delle frequenze di accadimento degli eventi iniziatori o delle probabilità di fallimento delle funzioni di sicurezza.

C.3.7 Dimostrazione della progettazione ALARP (*as low as reasonably practicable*)

Riportare i documenti contenenti la dimostrazione ALARP, in cui devono essere precisate almeno le ipotesi effettuate, le scelte adottate e la metodologia impiegata.

Suggerimenti per la dimostrazione ALARP sono riportati nell'Allegato 3: "Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente".

C.4. ELEMENTI CRITICI DELLA SICUREZZA E STANDARD DELLE PRESTAZIONI

Il Decreto pone molta enfasi sugli elementi critici per la sicurezza definiti come parti dell'impianto, compresi i programmi informatici, il cui scopo è impedire o limitare le conseguenze di un incidente grave, o il cui guasto potrebbe causare un incidente grave o contribuirvi sostanzialmente.

Gli elementi critici vengono definiti durante la *Preliminary Hazard Analysis* – PHA (HAZID, HAZOP, ...) e confrontati con le liste rese disponibili dalla letteratura tecnica. Tra gli ele-

menti critici è necessario includere tutte le barriere di sicurezza considerate durante la valutazione del rischio al fine di garantire, mediante una corretta ispezione e manutenzione, i requisiti funzionali ipotizzati.

Vengono inoltre definiti i requisiti che devono soddisfare in termini di funzionalità, affidabilità, disponibilità e sopravvivenza.

Vengono dichiarati gli standard ed i documenti utilizzati durante la progettazione. Questa analisi rappresenta un valido strumento per l'Autorità competente come sistema di verifica e per l'Operatore come consolidamento di tutte le scelte effettuate.

Tutti gli elementi che diventino elementi critici per la sicurezza e per l'ambiente a seguito di operazioni combinate dovrebbero essere identificati e soggetti a verifica.

Riportare una lista di tutti gli elementi critici presenti, individuati tramite analisi di rischio, esperienza operativa propria o di altre Compagnie.

C.4.1 Descrizione sistema di verifica e dati ente verificatore

Riportare la descrizione generale del sistema di verifica indipendente adottato ai sensi dell'Art. 11 e dell'Art. 17 del D.Lgs. 145/2015, includendo la selezione dei verificatori indipendenti. Devono essere inoltre fornite le informazioni generali sul verificatore indipendente, definendone le mansioni e le responsabilità.

C.4.2 Mezzi di verifica (schede di verifica) (verification schemes)

Riportare i mezzi di verifica adottati per descrivere la gestione degli elementi critici.

L'Operatore si può avvalere degli esempi riportati nell'Allegato 5 di questa linea guida oppure presentare una propria metodologia, dimostrando che sia in linea con quanto richiesto dal D.Lgs. 145/2015.

Riportare le schede di verifica compilate, recanti le descrizioni dei criteri di prestazione adottati.

La scheda di verifica è un modulo identificativo per ciascun elemento critico, strutturato in modo da essere idoneo per ogni tipologia di elemento critico e che lo "fotografi" in ogni suo dettaglio e ne fornisca tutte le caratteristiche tecniche e anche tutti i requisiti necessari per la manutenzione e l'ispezione, così da costituire una rapida sintesi della sua natura e dei suoi requisiti.

Per la compilazione di tali schede è innanzitutto necessario individuare tutti gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente attraverso l'HAZOP/HAZID sviluppato nella valutazione del rischio (all'interno dell'Allegato 5 è presentata una tabella non esaustiva di alcuni elementi critici).

Esisterà, dunque, un numero di schede pari al numero di elementi critici individuati. Il passo successivo per la compilazione di tali schede sarà quello di individuare, per ciascun elemento, i criteri di prestazione.

Al fine di definire le funzioni attese dagli elementi critici presenti nel sistema e le relative prestazioni, si potrà far riferimento ai 5 principi del "modello FARSI" (dettagli nel box seguente), che prevede una valutazione di funzionalità, disponibilità, affidabilità, sopravvivenza e interazioni. Tali caratteristiche potranno essere valutate mediante approcci qualitativi (basati sull'esperienza operativa) e/o quantitativi (specialmente per gli impianti in progetto).

- *F=funzionalità (functionality): "quale è la funzione che l'elemento è chiamato a svolgere?"*
- *A=disponibilità (availability): fornisce la capacità dell'elemento di garantire l'accesso alle sue risorse in modo tempestivo per una durata specificata.*
- *R=affidabilità (reliability): fornisce la probabilità che l'elemento in esame sia in grado di svolgere la propria funzione in maniera continua, in determinate condizioni e per un determinato periodo di tempo.*
- *S="sopravvivenza" (survivability): fornisce la garanzia che l'elemento critico sopravvivrà in caso di incidente grave e manterrà la sua funzione, almeno per un tempo sufficiente.*
- *I=interazioni (interactions): vengono definite le interazioni che l'elemento critico in esame presenta con altri elementi critici e come questi si influenzino a vicenda. Questa voce viene strettamente connessa con il criterio di prestazione "funzionalità" in quanto un elemento può andare ad influenzare il funzionamento di un altro.*

Un aspetto di particolare rilievo è la definizione dei test e della manutenzione per ciascun elemento critico al fine di garantirne l'affidabilità/disponibilità. Quindi nell'ambito delle voci A ed R devono essere esplicitati in modo chiaro i tempi e i tipi di test condotti. La definizione di tali politiche potrà essere effettuata sulla base di standard di riferimento dell'Operatore, del fornitore o standard internazionali per gli impianti esistenti e/o mediante valutazioni di affidabilità e disponibilità per impianti nuovi in progetto (eventualmente ai sensi della IEC EN 61508 – 61511).

Se l'elemento critico risponde correttamente a tutti i criteri di prestazione la frequenza di accadimento di un incidente grave diminuisce e viceversa.

Si ricorda che il Comitato è tenuto a verificare, in conformità all'Allegato V del D.Lgs. 145/2015, che:

- il sistema di verifica sia adeguato;

- Il verificatore sia indipendente in modo tale da garantirne l'obiettività nello svolgimento delle sue funzioni;
- l'Operatore abbia adottato i provvedimenti in risposta ai risultati e alle osservazioni del verificatore.

D. GESTIONE DELLE EMERGENZE

Il sistema di gestione delle emergenze deve assicurare che esistano idonee soluzioni per proteggere le persone da specifici pericoli e che esse possano abbandonare l'installazione in sicurezza. Inoltre deve essere previsto un piano di emergenza ambientale, dimostrando l'efficacia di intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi liquidi ai sensi dell'Art. 14 del D.Lgs. 145/2015.

Nella RGR è richiesto che l'Operatore descriva le misure messe in atto per garantire la risposta alle emergenze (All. I par. 2 commi 8 e 16, D.Lgs. 145/2015).

La gestione delle emergenze può includere equipaggiamenti, sistemi fisici (attivi e passivi), procedure operazionali, strutture manageriali e organizzative.

Devono essere previste azioni per la consultazione e il coordinamento con altri attori coinvolti quali la Guardia Costiera, gli operatori delle condotte, i proprietari delle imbarcazioni di supporto.

L'Operatore fornisce gli elementi utili a dimostrare di aver dovuto considerare le possibili situazioni di impianto e di aver messo in atto soluzioni idonee ed efficaci per limitare le conseguenze degli incidenti sia in relazione alla salute umana che per l'ambiente, comprendendo sistemi di rilevazione/protezione, dispositivi tecnici per limitare l'entità del rilascio accidentale e procedure per la gestione delle situazioni di emergenza.

D.1. SCENARI INCIDENTALI DI RIFERIMENTO

L'Operatore dovrà identificare gli scenari incidentali di riferimento su cui è costruito il piano di emergenza.

Specificare gli scenari incidentali di riferimento, indicando le informazioni necessarie per caratterizzarle tra cui le sostanze pericolose emesse.

Gli scenari incidentali sono individuati dall'Operatore nell'ambito dell'analisi di cui al capitolo C.

La descrizione dello scenario incidentale dovrà essere composta da:

- a. descrizione degli eventi incidentali di riferimento (incendio, esplosione, rilascio di sostanze tossiche e/o pericolose per l'ambiente);
- b. sostanze coinvolte (loro condizioni di utilizzo e quantità);
- c. valutazione delle conseguenze: aree a rischio e misure di protezione;
- d. rappresentazione delle aree di rischio su cartografia in scala adeguata al fine di individuare gli elementi sensibili.

D.2. PIANO DI EMERGENZA

La prima necessità in caso di incidente è l'immediatezza dell'intervento: il piano di emergenza ha lo scopo di mobilitare nel più breve tempo possibile la struttura operativa in grado di fronteggiare l'emergenza.

Lo scopo è, quindi, quello di stabilire le linee di comunicazione e di definizione dei ruoli e delle procedure per attivare personale, attrezzature e mezzi idonei a far fronte, nel minor tempo possibile, ad ogni tipo di incidente che possa verificarsi sull'impianto.

L'Operatore deve predisporre un piano interno di risposta alle emergenze che comprenda, a norma dell'All. I par. 10 del D.Lgs. n. 145/2015:

- condizioni ed eventi prevedibili che possono causare un incidente grave (scenari di riferimento);
- criteri di prestazione utilizzati per la redazione del piano;
- azioni da intraprendere per controllare condizioni ed eventi che possono causare un incidente grave e per limitarne le conseguenze;
- attrezzature e risorse disponibili, comprese le attrezzature per contenere fuoriuscite;
- misure per limitare i pericoli per le persone presenti sull'impianto e per l'ambiente;
- stima dell'efficacia dell'intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi (fattori meteorologici, situazione del mare, maree e correnti marine, ore di luce solare);
- procedure di emergenza adottate per le condotte sottomarine;
- disposizioni per avvisare tempestivamente dell'incidente grave le autorità incaricate di attivare il piano esterno di risposta alle emergenze;
- misure adottate per formare il personale;
- misure per coordinare la risposta di emergenza interna con la risposta di emergenza esterna.

Quindi in un piano di emergenza interno devono essere definiti in maniera chiara:

- **Scenari di riferimento**
- **Organizzazione:** disponibilità di un team operativo, inserito nella normale attività aziendale, che in caso di emergenza sia pronto ad intervenire rapidamente e con competenza specifica. Devono, quindi, essere stabilite le responsabilità e i principali compiti, modalità di attivazione di interventi esterni e gestione delle responsabilità.
- **Procedure:** definizione delle procedure di intervento per intraprendere le prime azioni, dal nascere del problema alla preparazione del programma di intervento.
- **Smobilitazione:** azioni da intraprendere a fine intervento per la smobilitazione dei mezzi/materiali e per il "reporting". Si intende quindi la smobilitazione dei mezzi e dei materiali, il controllo tecnico/amministrativo, la stesura del rapporto finale dell'inter-

vento, la preparazione della documentazione, tecnica ed amministrativa, da inviare all'Assicurazione e/o alle Autorità competenti.

Il rapporto finale dell'intervento deve comprendere almeno:

- a. Dati generali del pozzo e del sito;
 - b. Cronologia degli eventi che hanno condotto all'incidente;
 - c. Analisi dell'incidente (cause ed effetti);
 - d. Programma operativo dell'intervento;
 - e. Operazioni di intervento;
 - f. Costi operativi;
 - g. Eventuali operazioni da prevedere nei tempi brevi;
 - h. Eventuale necessità di adeguamento degli impianti non interessati dall'incidente secondo le indicazioni derivanti dall'emergenza vissuta;
 - i. Eventuale proposta di modifica del Piano di Emergenza o di procedure operative nelle parti che si fossero dimostrate inadeguate.
- **Indirizzi:** disponibilità di una lista di indirizzi del personale aziendale, di consulenti autonomi, di Società Contrattiste e di Autorità, che dovranno o potranno essere contattate in caso di incidente e relative modalità di contatto.

Inoltre devono essere riportate le planimetrie con tutte le indicazioni utili per l'attuazione del piano ed in particolare con l'evidenziazione delle vie di fuga e dei punti di raccolta di tutti i sistemi e le dotazioni da utilizzare in caso di emergenza (posizionamento scialuppe, salvagenti, maschere antifumo, luci di emergenza, etc.).

D.2.1 Protezione dell'ambiente: piano interno di risposta alle emergenze, prevenzione, controllo e mitigazione delle fuoriuscite accidentali di idrocarburi

Il Piano di emergenza ambientale costituisce l'insieme delle misure, procedure e azioni da attuare per fare fronte ad un'emergenza e ridurre gli effetti di perdita di contenimento delle sostanze inquinanti. La complessità del piano di emergenza è funzione della tipologia e molteplicità dei rischi presenti e dell'entità dell'area potenzialmente interessata.

Riportare il piano di risposta alle emergenze interno, redatto in ottemperanza al D.Lgs. n.145/2015 All. I par. 2 comma 11.

Per le fuoriuscite di idrocarburi, il documento dovrebbe riportare almeno le seguenti informazioni:

1. Le azioni da intraprendere da parte del personale nel caso di fuoriuscita (per esempio azioni di allerta/ notifica, localizzazione della perdita e conseguente tentativo di contenimento) con le procedure descritte ed il nome del responsabile;
2. Stima della perdita e notifica al responsabile dell'impianto (indicare colore, quantità e metodo utilizzato per la stima);
3. Stima della dispersione dell'idrocarburo in funzione delle correnti marine;
4. Caratteristiche chimico-fisiche del fluido disperso;
5. Procedure di monitoraggio e contenimento della dispersione;
6. Valutazione impatto sull'ecosistema marino;
7. Depositi per la custodia dei materiali destinati all'antiquinamento;
8. Sistemi di sicurezza ambientale (es. *skimmers*, panne assorbenti, prodotti disperdenti, etc.);
9. Piano per l'addestramento del personale all'impiego delle attrezzature antinquinamento.

D.3. SEGNALETICA DI EMERGENZA

Dichiarare lo standard di riferimento utilizzato nella produzione della segnaletica di emergenza (ICAO, SOLAS, ISO).

Uno standard di riferimento che potrebbe essere utilizzato è la UNI EN ISO 7010-2012 "Segni grafici colori e segnali di sicurezza. Segnali di sicurezza registrati".

D.4. RIFUGIO TEMPORANEO, EVACUAZIONE, FUGA E SOCCORSO (TEMPORARY REFUGE, EVACUATION, ESCAPE AND RESCUE)

Il rifugio temporaneo (TR) è il luogo in cui il personale può radunarsi in sicurezza durante un'emergenza, dal quale si può monitorare e verificare lo svilupparsi della situazione e nello stesso tempo si possono attuare delle azioni di controllo o iniziare l'abbandono dell'installazione. La scelta di un luogo chiuso potrebbe non essere sempre la scelta migliore.

Il rifugio temporaneo e le azioni di recupero e soccorso devono essere idonee per tutti gli scenari incidentali identificati.

Devono essere incluse le modalità di risposta agli effetti del fuoco, dell'esplosione, del fumo e di gas tossici (includendo anche gli effetti secondari come la sovrappressione di esplosione).

La progettazione e la disposizione del TR deve considerare la taglia e la disposizione dell'impianto e il numero di persone presenti a bordo, inclusi personale temporaneo e visitatori. Deve essere posta attenzione agli effetti dell'incapacità motoria, della presenza di feriti, del buio, del fumo e dei danni alle vie di fuga.

Devono essere descritti i criteri di protezione del personale adottati e, ove necessario, devono essere riportati i riferimenti documentali del progetto e specificate le filosofie e le procedure utilizzate.

Deve essere predisposto un inventario completo di tutte le attrezzature per gli interventi di emergenza, in ottemperanza all'Art. 19 comma 7; tale inadempienza è soggetta a sanzione, secondo l'Art. 32 comma 8.

Come minimo, fornire le informazioni dettagliate sui seguenti elementi del sistema di gestione dell'emergenza:

1. Rifugio temporaneo (*Temporary refuge*), specificando il numero dei rifugi temporanei e dei punti di raccolta (*muster area*) presenti sull'impianto, dove sono collocati e quali funzioni devono svolgere. Devono inoltre essere indicate le protezioni poste in essere per permettere l'assemblamento del personale in sicurezza;
2. Vie di accesso e di fuga (*Egress and access route*), indicando il numero di vie di fuga presenti, la localizzazione di tali vie e le dimensioni di ciascuna. Deve inoltre essere specificata la filosofia adottata.
3. Filosofia di raccolta, assemblamento (*muster philosophy*);
4. Sistemi di controllo e comunicazione di emergenza (PA/GA System), indicando i mezzi utilizzati per la comunicazione all'interno dell'impianto e con unità esterne per coordinare le operazioni. Nelle aree di raccolta devono inoltre essere poste in essere funzioni di controllo per limitare le conseguenze dell'incidente, pertanto devono essere riportate tutte le funzioni di controllo che possono essere svolte dal punto di raccolta o dal rifugio temporaneo;
5. Mezzi di evacuazione e soccorso (*means of evacuation and escape*), indicando e specificando tutti i mezzi possibili per l'abbandono dell'impianto, sia nel caso in cui debba essere condotto in tempi pianificati sia in cui debba essere condotto in condizioni di emergenza (elicottero, TEMPSC, zattere);
6. Equipaggiamento presente a bordo per il personale per abbandonare in sicurezza l'impianto, comprendendo salvagenti, maschere, luci di segnalazione;
7. Mezzi per il ricovero e il soccorso (*rescue and recovery facilities*);
8. Analisi dei sistemi di evacuazione, fuga e soccorso dimostrando che essi siano sempre in grado di garantire il corretto abbandono in caso di emergenza (*escape, evacuation and rescue analysis*).

A titolo di esempio si riportano alcune informazioni che potrebbero essere applicate per l'impianto in esame:

- le vie di fuga devono permettere la fuga di tutto il personale in sicurezza da qualsiasi punto dell'impianto. Ci sono pertanto almeno due vie di fuga separate da qualsiasi area dell'impianto per garantire che almeno una sia utilizzabile in caso di emergenza;
- le vie di fuga sono state progettate con un percorso quanto più dritto possibile e con un numero di cambi di direzione minimo;
- la larghezza delle vie di fuga è pari a [...] mm per permettere il passaggio degli operatori con una barella;
- l'area di raccolta principale si trova in prossimità dell'area di imbarco e vicino ai moduli alloggi;
- ciascuna area di raccolta è protetta dall'esplosione, dal fumo e dal gas per un periodo di tempo definito.

BIBLIOGRAFIA

- [1] OGP 434 – 6.1, “*Ignition probabilities*”, 2010
 - [2] UK Energy Institute, “*Ignition Probability Review, Model Development and Look-up Correlations*”, *IP Research Report*, 2006
 - [3] Paik J.K., Czujko J., Kim B.J., Seo J.K., Ryu H.S., Ha Y.C., Janiszewski P., Musial B., “*Quantitative assessment of hydrocarbon explosion and fire risks in offshore installations*”, *Marine Structures Journal*, vol. 24, 2011
 - [4] Spouge J., “*A Guide to Quantitative Risk Assessment for Offshore Installations*”, *CMPT Centre for Maritime and Petroleum Technology*, 1999
 - [5] DNV-RP-F107, “*Risk Assessment for Pipeline Protection*”, 2010
 - [6] NORSOK N-004, “*Design of Steel Structures*”, 2004
 - [7] OGP 434-08, “*Mechanical lifting failures*”, 2010
-

CAP. 4: Comunicazione operazioni combinate

Questa comunicazione deve essere presentata in caso di operazioni combinate su impianti di produzione già esistenti o su impianti di produzione in progetto.

Per una corretta valutazione dei rischi connessi alle operazioni combinate, si dovrà disporre delle RGR di cui ai Capitoli 3 e 5 di questa Linea Guida per gli impianti di produzione e non destinati alla produzione esistenti coinvolti.

Qualora l'Operatore intenda effettuare delle operazioni combinate entro il 19 luglio 2018, dovrà produrre, unitamente alla comunicazione di operazioni combinate, una RGR per l'impianto di produzione ed una per l'impianto non destinato alla produzione coinvolti.

Le operazioni combinate sono definite come due o più attività svolte in contemporanea (macro-attività) da differenti attori che, a causa della loro vicinanza o di altri fattori tecnici, potrebbero dare origine a scenari incidentali rilevanti.

La comunicazione di operazioni combinate deve essere redatta dall'Operatore ai sensi dell'Art. 11 e dell'Art. 16 del D.Lgs. 145/2015. Anche alla luce dell'Art. 76 del D.Lgs. 624/1996, si intendono come operazioni combinate operazioni che prevedono la perforazione svolte contemporaneamente a (ad esempio):

- a. Operazioni produttive;
- b. Attività di manutenzione straordinarie;
- c. Costruzione e collaudo (*hook up* e *commissioning*).

Lo studio SIMOPS ha l'obiettivo di definire le strategie di prevenzione, individuazione, controllo e mitigazione, nonché le azioni di decisione, comando e comunicazioni. Inoltre devono essere definite le relazioni di cooperazione tra le parti interessate.

In linea di massima, lo studio è strutturato secondo le seguenti fasi:

1. Analisi dei pericoli di ciascuna operazione considerata singolarmente;
2. Analisi delle possibili incompatibilità tra due operazioni che potrebbero causare uno scenario incidentale;
3. Elaborazione della matrice delle interferenze che sintetizza lo studio.

Dovrebbero essere sintetizzate le modalità di coordinamento dei sistemi di gestione degli impianti coinvolti e prodotto un sommario delle raccomandazioni proposte al fine di assicurare che l'analisi di tutti gli aspetti della sicurezza delle operazioni combinate sia idonea.

A. DATI IDENTIFICATIVI

A.1. DATI GENERALI

A.1.1 Informazioni relative all'Operatore

Riportare le informazioni, nome e indirizzo, dell'Operatore che presenta la comunicazione. Inserire inoltre i nomi e gli indirizzi degli altri operatori o proprietari coinvolti nelle operazioni combinate.

A.1.2 Responsabilità dell'Operatore

I contenuti della comunicazione sono redatti sotto la responsabilità dell'Operatore dell'impianto di produzione che integrerà nella propria comunicazione gli elementi ricevuti dai contrattisti per quanto attiene la sicurezza degli impianti non destinati alla produzione e il loro contributo all'attività combinata.

A.2. DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI UTILIZZATI

Riportare la descrizione degli impianti o delle attrezzature da utilizzare per le operazioni combinate per qualsiasi impianto coinvolto nelle operazioni combinate. Nel caso gli impianti o le attrezzature impiegate fossero già stati oggetto di descrizione nelle rispettive relazioni, riportarne il riferimento in maniera chiara e facilmente reperibile.

B. SISTEMA DI GESTIONE

B.1. SISTEMA DI GESTIONE DELLE OPERAZIONI COMBinate

L'Operatore dovrà definire e fornire, sotto la propria responsabilità, il sistema di gestione delle operazioni combinate, integrando il contributo dei diversi trattatisti che partecipano alle operazioni.

Il sistema di gestione, autorizzato da tutte le parti coinvolte, dovrebbe specificare come minimo le seguenti figure responsabili:

- Direttore responsabile dell'attività combinata;
- Sorvegliante preposto per l'attività di produzione;
- Sorvegliante per l'attività di perforazione;
- Responsabile della squadra di emergenza/antincendio.

B.2. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ COMBinate

Riportare la descrizione delle attività combinate previste. Il criterio da seguire prevede l'identificazione delle operazioni previste da svolgere in simultanea, per esempio operazioni di pozzo con operazioni produttive, operazioni di perforazione con *hook up*, operazioni di perforazione con *commissioning* di alcune parti dell'impianto.

Una volta individuate le operazioni combinate, l'Operatore deve condurre una valutazione del rischio, identificando le azioni che non possono essere svolte in contemporanea per l'eccessivo rischio, le azioni preventive e mitigative da adottare e deve elaborare il piano definitivo delle azioni combinate.

C. VALUTAZIONE DEL RISCHIO

C.1. INTRODUZIONE

Riportare i dati generali delle operazioni che possono essere svolte contemporaneamente.

Le specifiche operazioni devono essere analizzate, caso per caso, sulla base di una valutazione del rischio condotta sull'attività di lavoro in esame.

C.2. PROCEDURA

Riportare la procedura adottata per la valutazione dei rischi dovuti alle operazioni combinate che hanno il potenziale di causare un incidente grave nell'impianto o in relazione allo stesso. Come minimo, deve essere inclusa una descrizione delle misure di controllo del rischio introdotte a seguito della valutazione e una descrizione delle operazioni combinate, il programma di lavoro e il coordinamento tra gli attori coinvolti.

In Allegato 6 viene riportata una proposta di metodologia sviluppata sulla base di riferimenti bibliografici e di esperienza sul campo.

D. GESTIONE DELLE EMERGENZE

Ai sensi dell'Art. 14 comma 3 del D.Lgs. 145/2015 se un impianto non destinato alla produzione deve essere usato per effettuare operazioni combinate, il piano interno di risposta alle emergenze è modificato per farvi rientrare le operazioni combinate e presentato al Comitato, a corredo della pertinente comunicazione di operazioni combinate.

Riportare il piano interno di risposta alle emergenze dando evidenza alle modifiche apportate.

CAP. 5: Relazione grandi rischi per un impianto non destinato alla produzione

L'Operatore, avvalendosi del contributo del contraente incaricato, redige una Relazione grandi rischi per un impianto non destinato alla produzione ai sensi del D.Lgs. 145/2015 Art. 13 comma 1.

La Relazione deve contenere tutte le informazioni minime necessarie a descrivere completamente l'impianto e le relative operazioni che può effettuare, nonché a dimostrare che il livello di rischio dell'impianto sia ridotto ad un livello accettabile.

Il responsabile della Relazione è l'Operatore, pertanto tutta la documentazione presentata (ad esempio, il documento della politica di prevenzione degli incidenti gravi, il sistema di gestione, il piano di emergenza interno, etc.) è sotto la diretta responsabilità dell'Operatore.

La Relazione è soggetta ad un riesame periodico approfondito da parte dell'Operatore almeno ogni cinque anni, o prima se richiesto dal Comitato [Art. 13 comma 7].

Con impianto non destinato alla produzione viene identificato un impianto appartenente alle seguenti categorie:

- impianti che effettuano operazioni di:
 - perforazione;
 - *workover*;
 - *sidetracking*;
 - chiusura mineraria;
- impianti che effettuano operazioni di supporto allo smantellamento di un impianto di produzione.

Nel caso in cui un *impianto non di produzione* dovesse svolgere attività di perforazione in presenza di un *impianto di produzione* temporaneamente inattivo, non ci si trova in una situazione di operazioni combinate, ma comunque esistono pericoli derivanti da potenziali impatti tra le strutture, pertanto l'Operatore dovrà presentare una RGR dell'impianto di produzione e una RGR dell'impianto non destinato alla produzione, all'interno delle quali dovrà dimostrare di aver tenuto in considerazione il possibile condizionamento del potenziale di grandi rischi dei due impianti ai sensi dell'All. I par. 2 comma 13 e par. 3 comma 14.

5.1 CONTENUTI ED INDICE DELLA RELAZIONE GRANDI RISCHI PER UN IMPIANTO NON DESTINATO ALLA PRODUZIONE

La Relazione grandi rischi, sottoscritta dall'Operatore, avvalendosi del contributo del contraente incaricato, deve includere come minimo i contenuti descritti nei paragrafi successivi.

Occorre prevedere un paragrafo iniziale denominato "**Sintesi**" in cui si riassumano brevemente le informazioni principali dell'impianto, includendo, ad esempio:

- Una descrizione dell'impianto che includa: dati identificativi dell'impianto (nome, nome dell'Operatore e del proprietario e dei responsabili, etc.), dati di base su: sostanze pericolose presenti, sistemi di sicurezza (principi di *layout*, separazione e segregazione, sistema rilevazione incendio ed esplosione, sistemi di controllo, scarichi di emergenza e blocco impianto, sistema protezione attiva e passiva, generazione elettrica di emergenza, comunicazione ed illuminazione, rifugi temporanei, fuga ed evacuazione, imbarcazioni di supporto, etc.);
-

- Una descrizione delle limitazioni metereologiche e dei fondali marini a cui è soggetto l'impianto;
- Principi della gestione della sicurezza;
- Informazioni sui potenziali pericoli di incidenti gravi;
- Risultati principali della valutazione del rischio;
- Risultati della dimostrazione ALARP.

Occorre, altresì, prevedere una **“Guida alla lettura”** della Relazione per illustrare le macro-sezioni, ad esempio:

Sezione A: la sezione contiene tutta la documentazione dell'impianto;

Sezione B: la sezione descrive nel dettaglio l'operatività dell'impianto, dalla politica di gestione aziendale alla descrizione delle operazioni con un potenziale di grande rischio che l'impianto è in grado di eseguire;

Sezione C: la sezione è dedicata all'analisi di rischio;

Sezione D: la sezione descrive la gestione delle emergenze dell'impianto.

Prevedere, poi, un paragrafo **“Conclusioni”** in cui si dichiara che:

- Sono stati identificati tutti i pericoli;
- E' stata effettuata una verifica indipendente (indicarne anche i risultati);
- I rischi associati sono stati valutati con un metodo di analisi di rischio adeguato, riconosciuto e concordato con l'Autorità preposta;
- La progettazione ha identificato e adottato tutte le misure per ridurre il rischio per le persone e per l'ambiente al minimo livello ragionevolmente prevedibile (ALARP);
- Il processo di identificazione dei pericoli e valutazione del rischio continua ad essere costantemente applicato alle operazioni dell'impianto per mantenersi sempre entro gli obiettivi ed in accordo alla normativa vigente. Il sistema di gestione della sicurezza monitora tutte le possibili nuove conoscenze tecniche e i miglioramenti sulle tecniche di identificazione dei pericoli ed avvia, ove necessario, tutte le modifiche necessarie per la gestione ed il controllo del rischio.

Dopo questo testo con la funzione di Sommario Esecutivo, seguirà la Relazione grandi rischi vera e propria. Di seguito si riporta l'indice, con le informazioni minime per redigere la Relazione grandi rischi. L'utilizzatore è chiamato a completare i sotto paragrafi con le informazioni inerenti il proprio impianto non destinato alla produzione.

INDICE

A. Dati identificativi e descrizione dell'impianto non destinato alla produzione

A.1. Dati generali

A.2. Descrizione dell'impianto

B. Gestione della sicurezza dell'impianto non destinato alla produzione

B.1. Politica di prevenzione degli incidenti gravi (major accident prevention policy)

B.2. Sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente

B.3. Filosofia manutentiva

B.4. *Descrizione delle operazioni dell'impianto*

C. Sicurezza dell'impianto

C.1. *Analisi dell'esperienza storica incidentale*

C.2. *Identificazione e valutazione dei rischi (risk assessment)*

C.3. *Elementi critici della sicurezza e standard delle prestazioni*

D. Gestione delle emergenze

D.1. *Scenari incidentali di riferimento*

D.2. *Piano di emergenza*

D.3. *Segnaletica di emergenza*

D.4. *Rifugio temporaneo, evacuazione, fuga e soccorso (temporary refuge, evacuation, escape and rescue)*

5.2 LINEE GUIDA PER LA RELAZIONE GRANDI RISCHI PER UN IMPIANTO NON DESTINATO ALLA PRODUZIONE AI SENSI DEL D.LGS. 145/2015 (ALL.I PAR.3)

A. DATI IDENTIFICATIVI E DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO NON DESTINATO ALLA PRODUZIONE

A.1. DATI GENERALI

A.1.1 *Informazioni relative all'Operatore e al proprietario dell'impianto non destinato alla produzione*

Riportare il nome e l'indirizzo (sede legale) sia dell'Operatore dell'impianto sia del proprietario dell'impianto non destinato alla produzione.

Operatore: il licenziatario autorizzato dall'autorità preposta al rilascio delle licenze a condurre operazioni in mare e di pozzo nel settore degli idrocarburi, in qualità di rappresentante unico [Art. 2 comma 1 lettera cc)].

Proprietario: titolare dell'impianto non destinato alla produzione legittimato in qualità di contraente incaricato ad eseguire le operazioni di pozzo [Art. 2 comma 1 lettera oo].

A.1.2 *Responsabili della realizzazione di operazioni di perforazione e qualificazione/esperienza professionale*

Indicare i responsabili della realizzazione delle operazioni di perforazione, indicandone il tipo di qualificazione professionale e le esperienze possedute nel campo.

A.1.3 *Responsabile della Relazione sui grandi rischi e qualificazione/esperienza professionale*

Indicare il responsabile della stesura della Relazione sui grandi rischi, la sua qualifica professionale e le sue esperienze nel campo, nonché la/le persona/e fisica/che e/o giuridica/che e le organizzazioni che hanno partecipato alla stesura della Relazione.

A.1.4 *Relazione di sintesi del coinvolgimento dei lavoratori*

Riportare il riferimento al documento redatto in ottemperanza alla Legge inerente la sicurezza sul lavoro (DPR 128/1959, DPR 886/1979, D.Lgs. 624/1996, D.Lgs. 81/2008).

A.2. DESCRIZIONE DELL' IMPIANTO

Un impianto non destinato alla produzione deve essere progettato al fine di minimizzare il rischio di accadimento di incidenti che possano comportare un danno sia per il personale sia per l'ambiente. I principi cardine includono:

- Un "single failure" o un malfunzionamento di una singola componente non deve comportare il verificarsi di situazioni pericolose per la vita del personale o con il potenziale di comportare dei danni gravi per l'ambiente;
- Tutte le componenti devono essere dotate della corretta strumentazione per fornire le informazioni necessarie al controllo, alla conduzione sicura delle operazioni e alla gestione delle emergenze;
- Se praticabile, i pericoli devono essere evitati attraverso l'applicazione della progettazione "più sicura", argomento trattato nell'Allegato 2 "Criteri di sicurezza";
- Tutte le apparecchiature devono essere protette contro potenziali anomalie di marcia per superamento dei limiti operativi (per esempio, eccesso di assorbimen-

to elettrico o velocità di rotazione per le macchine rotanti), e per valori di pressione e temperatura oltre i limiti di progetto;

- I sistemi e le componenti devono essere progettati per funzionare per un determinato periodo di tempo. Se non diversamente specificato, tale periodo di tempo deve essere di almeno 20 anni.

Le parti da inserire all'interno di tale paragrafo devono essere fornite dal Proprietario dell'impianto non destinato alla produzione, a seguito di specifiche presentate dall'Operatore.

In tale paragrafo, compilando i sotto-paragrafi di seguito elencati, dovranno essere riportate tutte le descrizioni, esaustive e dettagliate, di tutte le parti che compongono l'impianto. Dovranno essere riportati gli standard di riferimento utilizzati.

A.2.1 Planimetrie e sezioni dell'impianto

Riportare le planimetrie e le sezioni dell'impianto con la disposizione orizzontale e verticale delle strutture e delle apparecchiature.

Dovrebbero essere fornite, come minimo le sezioni longitudinali/elevazioni dell'impianto con viste Nord/Sud/Est/Ovest (le più significative).

A.2.2 Tipologia di impianto non destinato alla produzione

Riportare la tipologia di impianto utilizzato (sistema fisso, sistema semisommersibile, auto-sollevante, etc.), specificandone le caratteristiche generali.

Le informazioni che devono figurare includono almeno:

- Anno di costruzione e classe di appartenenza dell'impianto;
- Dimensioni dell'impianto;
- Funzionalità per cui è stato realizzato;
- Massima profondità di perforazione e massima/minima profondità di acqua in cui può operare;
- Descrizione, in termini di pressione e temperatura (massima e minima), delle tipologie di giacimenti su cui può operare.

Sistemi di navigazione e stazionamento

Nel caso in cui l'impianto sia mobile, riportare una descrizione dei mezzi utilizzati per il trasferimento tra luoghi diversi e del suo sistema di stazionamento, ai sensi del D.Lgs. 145/2015 All. 1 par. 3 comma 3.

A.2.3 Sistemi specifici dell'impianto non destinato alla produzione

Riportare l'elenco dei sistemi presenti e che costituiscono l'impianto così come effettivamente realizzate, con gli opportuni riferimenti alla documentazione del progetto ed una breve descrizione focalizzata sugli aspetti rilevanti per la sicurezza.

NOTA: per tutti i sistemi occorre descrivere la presenza di eventuali ridondanze, le modalità di controllo ed alimentazione, nonché le eventuali logiche "fail safe".

Un possibile elenco di informazioni da riportare a titolo di esempio per un impianto di perforazione comprende come minimo:

- Sistemi di sollevamento, indicando come minimo le caratteristiche strutturali e i riferimenti normativi;
- Sistema di rotazione, indicandone le componenti principali e i relativi standard di riferimento;
- Sistemi di circolazione, indicando le caratteristiche delle pompe fango, delle

condotte di distribuzione e del sistema di pulizia e accumulo del fango;

- Impianto di trattamento dei fanghi con i relativi sistemi di controllo;
- Sistema di generazione e distribuzione della potenza;
- Batteria di perforazione, indicando le caratteristiche delle possibili aste da impiegare e gli standard di riferimento. Indicare inoltre eventuali strumenti accessori;
- Scalpelli da impiegare e le relative motivazioni di utilizzo;
- Unità di servizio;
- Sistemi di drenaggio (*drainage*), indicando le caratteristiche della rete di drenaggio (aperta/chiusa) delle apparecchiature e delle acque reflue.

A.2.4 Sistemi ausiliari per il completamento dei pozzi

Riportare una breve descrizione delle possibili attrezzature da impiegare durante la fase di completamento dei pozzi. Indicare, ove possibile, le tipologie di materiali utilizzabili e i relativi standard di riferimento.

Si riportano a titolo di esempio alcuni componenti:

- Descrizione e caratterizzazione della batteria di perforazione e relativa certificazione;
- Descrizione dei sistemi di controllo delle eruzioni;
- ...

A.2.5 Sistemi di misurazione

Riportare tutti i sistemi di misurazione presenti, considerando come minimo le strumentazioni da utilizzare per il controllo dei parametri di perforazione e di sorveglianza geologica, le strumentazioni per effettuare misurazioni di tipo log.

Well logging: serie di registrazioni in pozzo eseguite allo scopo di valutare le proprietà del sottosuolo. Si articolano essenzialmente in misurazioni effettuate con sonde calate nel pozzo sia con un cavo sia attraverso la batteria di perforazione e permettono la misurazione dei parametri di fondo durante la perforazione (MWD) oppure la registrazione durante la perforazione (LWD). [Enciclopedia degli idrocarburi par.3.3.4]

A.2.6 Sistemi di sicurezza

Riportare l'elenco dei sistemi di sicurezza presenti nell'impianto con una breve descrizione di ciascuna unità, riportandone gli standard adottati.

Sistemi di sicurezza per il controllo dei pozzi

Riportare l'elenco di tutti i sistemi di sicurezza posti in essere per garantire il controllo dei pozzi e la descrizione dei medesimi, prestando particolare cura nella descrizione dei dispositivi in grado di attivarsi in condizioni di emergenza.

In tale paragrafo dovranno figurare tutte le componenti poste in essere, in particolar modo dovranno essere fornite tutte le informazioni necessarie a caratterizzare almeno:

- BOP, *Blow Out Preventer*;
- Sistema di choke e sistema di kill.

Lo scopo dei BOP (*BlowOut Preventers*) è quello di bloccare fuoriuscite incontrollate di fluidi di strato; queste apparecchiature devono essere montate in numero e tipo tali da garantire la tenuta idraulica e la chiusura del pozzo, contrastando la pressione eserci-

tata dai fluidi di strato, sia in caso di pozzo libero sia nel caso in cui sia presente attrezzatura in pozzo.

Si ricorda che tali sistemi devono essere in grado di garantire il controllo di pozzi in diverse situazioni:

- Durante la perforazione, contro eventuali presenze di formazioni di *shallow gas*;
- Caduta di pressione durante la perforazione;
- Posizionamento del *casing* e delle apparecchiature;
- Perdita di contenimento;
- Danni causati dalla caduta di oggetti.

Sistemi di blocco, scarico, depressurizzazione di emergenza (*emergency shutdown, relief and blowdown system*)

Riportare l'elenco dei sistemi di blocco, scarico, depressurizzazione di emergenza attivi e passivi e la descrizione dei sistemi di segregazione posti in essere con la relativa filosofia di intervento.

Sistemi di sfiato, candele (*flare and vent system*)

Riportare l'elenco e la descrizione dei sistemi di sfiato e delle candele con riferimento alla documentazione del progetto e la relativa filosofia di intervento.

Le informazioni che potrebbero figurare dovrebbero riguardare:

- Fiaccole e sfiati;
- Bruciatore di spurgo;
- i P&ID con la descrizione delle portate di scarico, il calcolo dell'irraggiamento e la scelta effettuata per la lunghezza delle candele;
- Informazioni sulla tipologia di struttura di sostegno scelta (verticale o inclinata).

Sistemi di rilevamento gas e incendio (*fire & gas detection*)

Riportare l'elenco e la descrizione dei sistemi di rilevamento gas e incendio e la relativa filosofia di intervento.

Sistema antincendio di protezione passiva (*passive fire protection*)

Riportare l'elenco e la descrizione del sistema antincendio di protezione passiva.

Sistema antincendio di protezione passiva: rivestimenti o sistemi *free-standing* i quali, in caso di incendio, forniscono una protezione contro la radiazione termica e comportano una diminuzione della trasmissione del calore verso specifiche aree o componenti [DNVGL-OS-D301]

Sistema antincendio di protezione attiva (*active fire protection*)

Riportare la descrizione del sistema antincendio di protezione attiva: l'impianto antincendio (tipologie pompe antincendio, alimentazione, anello di distribuzione, planimetrie/schemi tecnici unità). Riportare inoltre le norme tecniche di riferimento utilizzate in sede di progetto.

Sistema di allarme e avvisi al pubblico (*PA/GA System*)

Riportare l'elenco e la descrizione del sistema di allarme e avvisi al pubblico:

- sistemi di allarme;
- unità di telecomunicazione.

Sistemi di sicurezza per la navigazione (*navigation safety system*)

Riportare e la descrizione del sistema di sicurezza per la navigazione del tratto di mare interessato alle operazioni.

Sistemi di sicurezza per le persone

Riportare l'elenco degli elementi del sistema di sicurezza per le persone.

Le informazioni che potrebbero figurare comprendono:

- sistemi di evacuazione del personale (zattere, scialuppe);
- sistemi per la sicurezza e la protezione del personale;
- sistemi di trasferimento del personale (*helideck*).

A.2.7 *Classificazione luoghi pericolosi per presenza di atmosfere esplosive (hazardous area)*

La classificazione dei luoghi pericolosi ha lo scopo di stabilire la presenza di zone con pericolo d'esplosione, nelle quali devono essere adottati provvedimenti di natura tecnica e/o organizzativa per rendere minimi i rischi derivanti dalla presenza di atmosfere esplosive e/o potenzialmente tali.

Riportare la Relazione di classificazione dei luoghi pericolosi, in accordo alla normativa di riferimento, composta da:

- report tecnico;
- elenco delle sostanze;
- elenco delle sorgenti;
- definizione delle zone e planimetrie.

L'elenco delle norme specifiche per l'impianto di riferimento e le indicazioni sulle possibili classificazioni sono reperibili nell'Allegato 1: "Classificazione luoghi pericolosi per presenza di atmosfere esplosive (*hazardous areas*)".

A.2.8 *Protezione ambientale in condizioni di normale funzionamento*

Durante le condizioni di normale funzionamento, possibili impatti ambientali possono derivare da:

- Emissioni prodotte dalle apparecchiature di perforazione, dai mezzi di supporto, etc.;
- Scarichi in mare di acque utilizzate per l'estrazione, per il raffreddamento etc.;
- Emissioni sonore generate principalmente da:
 - attività di perforazione (*infissione conductor*, perforazione pozzo);
 - impiego di mezzi navali di supporto alle attività.

Riportare i riferimenti ai documenti sviluppati per le emissioni in atmosfera e gli scarichi a mare.

Lo scopo del documento inerente gli scarichi a mare è quello di fornire le informazioni tecniche di corredo alla domanda di autorizzazione allo scarico in mare delle acque di formazione derivanti dalle attività petrolifere in mare ai sensi del D.Lgs. 152/06. Tale documento deve essere redatto seguendo le indicazioni dell'allegato B/1 al D.M. 28 luglio 1994: "Scheda tecnica per lo scarico di materiali derivanti da attività petrolifere in mare".

A.2.9 *Eliporto (helideck)*

Riportare la descrizione dell'eliporto.

Per avere una corretta descrizione devono figurare almeno le seguenti informazioni:

- Classificazione ICAO/ENAC;
- Localizzazione;
- Tipologia di utilizzo prevista;
- Tipologia sistema antincendio;
- Frequenza di volo.

A.2.10 Sistemi di comunicazione e di aiuto alla navigazione (communications and navigation aids)

Riportare l'elenco e la descrizione dei sistemi installati. Le informazioni da inserire devono comprendere almeno le tipologie di sistema radio, le tipologie e la disposizione delle indicazioni luminose e sonore sia in caso di normale funzionamento sia in caso di emergenza.

A.2.11 Sistemi vari (miscellaneous system)

Riportare l'elenco e la descrizione dei sistemi di movimentazione di apparecchi per manutenzione o altri sistemi presenti a bordo (carroponti, gru, muletti etc.). Per avere una corretta descrizione, devono figurare almeno le seguenti informazioni:

- Funzione prevista e capacità;
- Posizionamento a bordo e possibili percorsi (disegni con posizionamento e raggio d'azione);
- Modalità di utilizzo;
- Sistemi di protezione.

A.2.12 Depositi, approvvigionamento e smaltimento di sostanze pericolose (storage of hazardous substances)

Riportare l'elenco e la descrizione di tutti i prodotti chimici pericolosi presenti a bordo (per esempio per anticorrosivi, per attività di lubrificazione, per la gestione del sistema fanghi, etc.). Per avere una corretta descrizione dei depositi, devono figurare almeno le seguenti informazioni:

- Tipologia;
- Quantità;
- Modalità di stoccaggio.

Devono inoltre essere indicate le protezioni poste in essere.

In questo paragrafo devono figurare le descrizioni dei depositi e relativi sistemi di protezione, mentre la gestione delle sostanze pericolose deve essere inserita nel paragrafo B.3.5.

Impianti di trattamento reflui e deposito rifiuti

Riportare la tipologia di deposito e di etichettatura utilizzata per i rifiuti, nonché le eventuali modalità di spostamento su altri supporti.

Allegare la planimetria dell'impianto con l'evidenziazione delle aree in cui i rifiuti sono eventualmente presenti.

Segnalare gli impianti di trattamento e depurazione dei reflui installati.

A titolo di esempio alcuni dei rifiuti che possono essere presenti su un impianto e per i quali occorre presentare idonea descrizione sono:

- Rifiuti collegati con l'attività di perforazione quali acqua salata con presenza di inquinanti, fanghi a base di olio, scarti solidi, additivi polimerici, lubrificanti, diesel, emulsionanti o altri prodotti chimici.

A.2.13 Codici e norme

Riportare la lista di tutti i codici, le norme e le eventuali linee guida pertinenti utilizzati per la costruzione e la messa in servizio dell'impianto, a norma dell'All. I par. 3 comma 8.

A.2.14 Limitazioni ambientali e restrizioni

Dati ambientali

Riportare la descrizione delle limitazioni ambientali, meteorologiche e in materia di fondali marini per quanto riguarda la conduzione sicura delle operazioni ai sensi del D.Lgs. 145/2015 All. I par.3 comma 10.

A titolo di esempio si riportano alcune limitazioni ambientali a cui può essere soggetto un impianto non destinato alla produzione:

- Le operazioni non possono essere condotte durante temporali di forte intensità;
- L'impianto non può operare nel caso di onde superiori a ...[m];
- ...

Limitazioni alla navigazione

Riportare tutti i vincoli e le limitazioni alla navigazione entro l'area di sicurezza, definita a norma dell'Art. 2, comma 1 lettera uu) del D.Lgs. n. 145/2015 come entro 500 metri dall'impianto. Entro l'area di sicurezza devono essere descritti eventuali dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure impiegate per impedire l'accesso a tutte le persone non autorizzate e per impedire la navigazione di tutte le imbarcazioni non collegate all'attività di impianto.

B. GESTIONE DELLA SICUREZZA DELL'IMPIANTO NON DESTINATO ALLA PRODUZIONE

La RGR prevede la dimostrazione che i sistemi di gestione adottati dall'Operatore e dai subappaltati siano adeguati e in linea con i regolamenti vigenti. Il sistema di gestione dovrebbe mostrare un livello appropriato di controllo per ogni fase del ciclo di vita dell'impianto quali la fase operativa, le modifiche e lo smantellamento. Devono essere evidenti le specifiche responsabilità di gestione. Deve essere prestata particolare attenzione ai livelli gerarchici, alla gestione di situazioni di emergenza, all'esperienza maturata sulla base di incidenti precedenti (*lessons learned*) ed ai requisiti richiesti al sistema di gestione stesso. Il sistema di gestione deve includere tutte le disposizioni necessarie per coordinare tutte le possibili attività simultanee.

L'Operatore deve fornire gli elementi utili a descrivere la politica di prevenzione degli incidenti gravi adottata e il sistema di gestione della sicurezza implementato, le operazioni effettuate, nonché la gestione di tutte le sostanze pericolose e dei reflui presenti sull'impianto.

B.1. POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI (MAJOR ACCIDENT PREVENTION POLICY)

B.1.1 Documento PPIG

Il documento di politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi è generale e solitamente comune a tutti gli impianti gestiti dalla *Company*. In questo paragrafo è richiesto di riportare una sintesi della politica ed il riferimento al documento che sarà comunque disponibile all'Autorità, nella sede appropriata.

Riportare nella Relazione grandi rischi il riferimento al documento sulla politica di prevenzione degli incidenti gravi, che includa la descrizione dell'articolazione del sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente, come richiesto dall'Art. 19, in conformità all'All. I par. 8 e 9.

La sintesi del documento di politica di prevenzione degli incidenti gravi (PPIG) dovrebbe includere almeno le seguenti informazioni:

- Impostazione della politica:
 - Politica e obiettivi;
 - Dichiarazione di responsabilità aziendale;
- Organizzazione:
 - Struttura, responsabilità e cultura della sicurezza;
 - Consigli professionali sulla salute e sulla sicurezza;
 - Coinvolgimento dei lavoratori;
 - Sistemi di valutazione del rischio;
- Pianificazione e standard:
 - Standard e procedure per controllare i rischi, incluse le ore lavoro e il carico di lavoro;
 - Permessi di lavoro;
 - Competenza e addestramento;
 - Selezione del personale;
 - Controllo dei cambiamenti;
 - Selezione e controllo dei contratti;
 - Pianificazione e controllo per le emergenze;
 - Salute sul lavoro;
- Analisi funzionali dell'impianto:
 - Registrazione e investigazione degli incidenti;
 - Monitoraggio attivo;
- Audit e relazioni:
 - Attività di *auditing*;
 - Revisione e applicazione delle "lessons learned".

Deve essere evidente:

- chi possieda la responsabilità generale delle attività;
- chi sia il responsabile del sistema di comunicazione tra le attività in impianto a mare e a terra durante le normali operazioni ed in emergenza.

B.2. SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE

Riportare l'indice del documento del sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente e il riferimento al documento completo. Tale documento deve essere redatto ai sensi dell'Art. 11 e dell'Art. 19 del D.Lgs. 145/2015 e dovrà contenere come minimo:

- Struttura organizzativa e relazioni tra gli uffici tecnici:

dovrà essere specificata la struttura organizzativa in forma grafica, con diagrammi a blocchi. Nel grafico devono essere inseriti i ruoli e le responsabilità. Nella Relazione deve essere indicato il rapporto tra i vari ruoli da porre in relazione alla prevenzione e gestione degli incidenti gravi (quali ad esempio il responsabile delle operazioni di manutenzione, di ispezione e della sicurezza, etc.).

- Requisiti di addestramento del personale direttivo/Requisiti di addestramento delle maestranze addette a funzionamento, manutenzione e sicurezza e del personale esterno:

dovranno essere specificati quali siano i programmi di informazione, formazione e addestramento per il personale direttivo, per gli addetti alle operazioni, alla manutenzione ed alla sicurezza e per il personale esterno.

- Procedure di individuazione e valutazione del rischio:

dovrà essere riportata la descrizione delle procedure per l'individuazione e la valutazione dei grandi rischi, nonché la loro probabilità e le potenziali conseguenze.

- Sistema di verifica:

dovrà essere riportata una descrizione del sistema di verifica adottato.

B.3. DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DELL'IMPIANTO

Riportare la descrizione di tutte le tipologie di operazioni con un potenziale di grande rischio che l'impianto in esame è in grado di eseguire. Indicare, inoltre, il numero massimo di persone che possono trovarsi sull'impianto in un dato momento.

In tale sezione dovranno come minimo essere inserite le operazioni sia collegate direttamente con le operazioni di pozzo sia non strettamente collegate.

Con operazioni di pozzo si intende qualsiasi operazione riguardante un pozzo che potrebbe causare un rilascio accidentale di materiali tale da provocare un incidente grave. Le operazioni comprendono:

- la perforazione di un pozzo;
- la riparazione o la modifica di un pozzo;
- la sospensione delle operazioni;
- l'abbandono definitivo di un pozzo.

Con operazioni non strettamente connesse con le operazioni di pozzo si intendono almeno:

- il trasporto del personale (con elicottero o tramite trasporto navale);
- operazioni logistiche (trasbordi con navi di supporto, ect.);
- qualsiasi attività subacquea.

Si suggerisce di considerare esplicitamente anche le operazioni in presenza di H₂S. Nel caso in cui, al momento della presentazione della "Comunicazione di operazioni di pozzo", fosse noto che l'impianto deve perforare in condizioni di presenza di H₂S, l'Autorità competente verificherà la RGR al fine di valutare la sicurezza dell'impianto e l'eventuale mancanza della descrizione e dimostrazione della idoneità dell'impianto ad effettuare tale operazione comporterà la richiesta di aggiornamento della RGR stessa.

B.3.1 Descrizione delle operazioni di pozzo

Per le attività di perforazione, riportare la descrizione delle metodologie di perforazione che l'impianto può eseguire, mettendone in evidenza le relative criticità e le soluzioni adottate per lavorare in condizioni di sicurezza.

Riportare eventualmente anche la descrizione delle sequenze operative, indicando, ove pertinente, le modalità di spostamento delle aste, delle operazioni di sollevamento e delle attività dove è richiesta l'azione del personale, in condizioni di sicurezza.

In tale paragrafo dovranno essere descritte inoltre tutte le operazioni inerenti le eventuali manutenzioni che l'impianto può eseguire su pozzi esistenti. Dovranno essere forniti tutti i dettagli a dimostrare l'effettiva sicurezza dell'impianto in tali situazioni.

Devono, infine, essere riportate le eventuali operazioni di sospensione e chiusura mineraria che l'impianto è in grado di effettuare, mettendo in evidenza tutti i componenti, le strumentazioni e il sistema di gestione posto in essere.

B.3.2 Logistica e movimentazione di carichi a bordo

Operazioni di trasporto

Riportare la descrizione di operazioni di movimentazione legate all'impianto in esame. Descrivere come vengono movimentati i carichi a bordo, riportando almeno le seguenti informazioni:

- Tipologia;
- Dimensioni;
- Peso;
- Modalità;
- Periodicità.

B.3.3 Operazioni subacquee (diving operations)

Riportare la descrizione dettagliata delle tipologie di operazioni subacquee che possono essere effettuate.

Devono essere indicate, inoltre, le precauzioni adottate, nonché deve essere posta in evidenza l'eventuale influenza di tali operazioni sull'accadimento di eventuali incidenti gravi.

Il Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, riporta:

Capo VII - Impiego di operatori subacquei

53. Prescrizioni generali.

Le prestazioni lavorative in immersione per il posizionamento della piattaforma, per l'ispezione e la manutenzione delle attrezzature sommerse o per lavori assimilabili, devono essere effettuate solamente da personale esperto e fisicamente idoneo, diretto da un responsabile di comprovata capacità, nel rispetto delle norme specifiche in materia e delle regole della buona tecnica.

Tutte le immersioni devono essere autorizzate dal predetto responsabile.

Non è consentito l'impiego di operatori subacquei quando non siano presenti a bordo gli equipaggiamenti, le attrezzature ed i mezzi di salvataggio necessari per rendere sicure le immersioni, o quando vi siano dubbi sulle condizioni psico-fisiche degli operatori stessi.

Il datore di lavoro deve prevedere la disponibilità, a seconda delle situazioni, di una camera iperbarica a bordo o di un rapido collegamento con un centro di emergenza dotato di tale attrezzatura).

B.3.4 Gestione delle ispezioni e della manutenzione (inspection and maintenance)

Riportare i criteri e la filosofia manutentiva adottata per l'impianto (*risk based maintenance, reliability centred* o similari) ed, in particolare, descrivere le modalità di controllo delle scadenze manutentive per ciascun elemento di impianto.

Descrivere sinteticamente il sistema di gestione della manutenzione.

Giustificare le scelte in materia di definizione della politica manutentiva e della periodicità scelta (da analisi di rischio, da esperienza operativa, da leggi, da indicazioni assicurative del costruttore...).

Riportare, inoltre, la filosofia ispettiva adottata per l'impianto e i relativi criteri di attuazione (*risk based inspection* o similari).

B.3.5 Informazioni relative alle sostanze pericolose (*hazardous substances information*)

Fornire l'elenco e le informazioni caratteristiche di tutte le sostanze pericolose presenti, ivi incluse le sostanze esplosive.

Informazioni inerenti il deposito ed i relativi sistemi di protezione per le sostanze presenti sono da riportare all'interno del paragrafo A.2.12.

Classificazione delle sostanze pericolose

Fornire la classificazione notificata o armonizzata al regolamento 1272/2008/CE delle sostanze pericolose e le relative schede di dati di sicurezza, integrate, ove necessario, dalle opportune indicazioni tecnico-scientifiche disponibili quali ad esempio:

- misure di emergenza previste dall'Operatore in caso di dispersione accidentale;
- mezzi a disposizione dell'Operatore per rendere inoffensiva la sostanza;
- metodi e precauzioni aggiuntivi relativi alla manipolazione, al deposito e all'incendio o altri scenari incidentali previsti dall'Operatore.

Per ciascuna sostanza individuata devono inoltre essere indicate la quantità e la localizzazione, con mappa annessa.

Comportamento chimico/fisico in condizioni normali/anomale, incompatibilità con altre sostanze

Per le sostanze pericolose, descrivere il comportamento chimico e/o fisico, nelle condizioni normali e/o anomale prevedibili di deposito o di utilizzazione con particolare riferimento alla suscettibilità a dare origine a fenomeni di instabilità o incompatibilità con altre sostanze.

Impianti di trattamento reflui e deposito rifiuti

Riportare la modalità di gestione dei rifiuti presenti a bordo, indicandone la quantità massima producibile e la modalità di smaltimento.

Particolare attenzione deve essere posta nel caso di presenza di rifiuti pericolosi, per i quali devono essere poste in essere precauzioni particolari anche con riferimento alle normative specifiche. Riportare i riferimenti alle normative applicate.

C. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

L'analisi di rischio deve essere svolta prendendo in considerazione tutti i rischi associati alle operazioni che l'impianto in esame è in grado di svolgere e che sono state indicate all'interno del paragrafo B.3.

L'Operatore fornisce come minimo i seguenti elementi utili a dimostrare che la conduzione delle operazioni presenti un livello di affidabilità e sicurezza accettabile, ossia la cui riduzione richiederebbe tempi, costi o sforzi assolutamente sproporzionati rispetto ai vantaggi di tale riduzione.

C.1. ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE

Specificare l'esperienza storica e le fonti di informazione relative alla sicurezza dell'impianto oggetto della Relazione o impianti similari, con riferimento alla possibilità di insorgenza di incendi, esplosioni ed emissioni di sostanze pericolose, indicando al contempo le

modalità ed i criteri di ricerca utilizzati, garantendo la possibilità di verifica da parte dell'autorità competente.

Fornire le informazioni su incidenti o quasi incidenti verificatisi su installazioni oil&gas all'interno della Società, o di Società dello stesso Gruppo, almeno negli ultimi 10 anni, riportando i dati come richiesto al paragrafo C.1.1.

La Compagnia potrà estrarre questi dati dal proprio sistema di gestione della sicurezza, nel quale dovrà essere previsto un sistema di comunicazione alle Autorità del verificarsi di incidenti o quasi incidenti.

Si ricorda che la mancata comunicazione del verificarsi di incidenti o quasi incidenti al Comitato in maniera tempestiva comporta l'applicazione di una sanzione (Art. 32 comma 9).

C.1.1 Esperienza storica

Sulla base di studi di letteratura, banche dati nazionali e internazionali condivise con l'Autorità competente, evidenziare le problematiche tipiche riscontrate nel passato per la tipologia di impianto oggetto della valutazione.

Le informazioni su incidenti o quasi incidenti verificatisi su installazioni oil& gas all'interno della Compagnia almeno negli ultimi 10 anni dovrebbero comprendere le seguenti informazioni:

- Data e fonte di informazione;
- Localizzazione (unità lavorativa, apparecchio);
- Sostanze coinvolte;
- Informazioni sulle sostanze coinvolte;
- Tipo di incidente;
- Cause dell'evento;
- Danni alle persone;
- Danni all'ambiente e danni materiali;
- Estensione degli effetti;
- Sintesi dell'analisi di comparazione con l'impianto oggetto dell'analisi, con indicazione dei possibili fattori migliorativi impiantistici e gestionali.

C.1.2 Registro comunicazioni incidenti o quasi incidenti dell'impianto comunicati al Comitato

Fornire una descrizione sintetica delle modalità con cui la Compagnia registra gli eventi, di come li esamina e di come attiva, a seguito del verificarsi di incidenti o quasi incidenti, le opportune misure di controllo del rischio sui propri impianti.

Inserire il registro delle comunicazioni di incidenti o quasi incidenti dell'impianto, riportando inoltre una sintesi delle azioni intraprese per il controllo del rischio, a seguito del riesame dell'accaduto.

C.2. IDENTIFICAZIONE E VALUTAZIONE DEI RISCHI (RISK ASSESSMENT)

La RGR di un impianto non destinato alla produzione deve presentare il range di potenziali pericoli a cui l'impianto in esame può essere soggetto in base alla tipologia di operazioni che può effettuare. Devono essere presentate le condizioni in cui l'impianto può operare in sicurezza.

I pericoli associati con uno specifico pozzo non devono figurare all'interno di questa RGR bensì all'interno della comunicazione delle operazioni di pozzo; all'interno di questa RGR devono figurare i pericoli associabili con le attività di pozzo che l'impianto può effettuare e la dimostrazione che i rischi associati siano in una condizione ALARP.

Nell'individuazione dei grandi rischi e nella relativa valutazione devono essere incluse le

limitazioni di ordine ambientale, meteorologico o legate alle caratteristiche dei fondali marini.

C.2.1 Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente (risk target)

Il Decreto richiede che i rischi residui di incidenti gravi siano accettabili. In modo implicito richiede di adottare un criterio di accettabilità del rischio.
 Il criterio di accettabilità del rischio determina il livello di rischio complessivo che può essere classificato come tollerabile, per un determinato periodo di tempo o in una certa fase dell'attività dell'impianto.

Riportare i parametri decisionali, in termini di accettabilità del rischio. Riportare i criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente adottati.

Esistono due tipologie di criterio di accettabilità:

- Criteri di tipo quantitativo, attraverso la determinazione del valore IRPA (*Individual Risk Per Annum*) per il personale ed attraverso l'utilizzo di matrici di rischio semi-quantitative per l'ambiente;
- Criteri di tipo semi-quantitativo/qualitativo, attraverso l'utilizzo di matrici di rischio.

Indipendentemente dalla tipologia adottata, la verifica di tollerabilità del rischio dovrà essere condotta valutando il rischio cumulato di tutti gli scenari ipotizzabili e non per il singolo scenario.

In merito alla valutazione dell'accettabilità del rischio per un impianto non destinato alla produzione è richiesto l'utilizzo di criteri quantitativi ovvero la determinazione del valore IRPA (*Individual Risk Per Annum*) per il personale ed attraverso l'utilizzo di matrici di rischio semi-quantitative per l'ambiente.

L'Operatore dovrà attenersi ai criteri di tollerabilità del rischio descritti nell'Allegato 3: "Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente" oppure concordare dei criteri di tollerabilità diversi con l'Autorità Competente.

C.2.2 Tipologia di analisi da adottare per la valutazione del rischio

L'Operatore deve indicare la tipologia di analisi che intende adottare per effettuare la valutazione del rischio.

Per maggiori dettagli si invita alla lettura del Cap.3 "Linee Guida per la stesura della RGR per impianto di produzione" paragrafo C.

Nel caso di impianto non destinato alla produzione si suggerisce di adottare due livelli di approfondimento della metodologia di analisi: Semplificata e Media.

Si suggerisce di adottare una metodologia di analisi Media nel caso di valutazione del rischio di eventi che possano determinare il verificarsi di incidenti gravi quali il *Blowout* o il blocco delle pompe fanghi e di adottare una metodologia di analisi Semplificata per la valutazione di tutti gli altri rischi associati all'impianto in esame.

In particolare, in merito alla valutazione media da effettuare per il *Blowout*, si suggerisce di effettuare un'analisi di rischio considerando la situazione più gravosa che l'impianto in esame è in grado di gestire. Si intende con situazione più gravosa quella in cui si verificano le condizioni più critiche in termini di pressione e temperatura del giacimento sul quale l'impianto può andare ad operare; tali condizioni devono essere state indicate all'interno del paragrafo A.2.2.

L'analisi dovrà fornire la dimostrazione che le barriere di sicurezza implementate sono idonee a gestire tale situazione per prevenire e mitigare le conseguenze.

In ogni caso, le valutazioni da effettuarsi, sebbene semplificate, dovranno avere natura cautelativa.

NOTA: In generale, se condotte con opportuna cautela, le analisi con applicazione delle metodologie semplificate comportano necessariamente una sovrastima del rischio che potrà essere raffinata mediante metodologie più accurate (Medie).

In ogni caso, per motivate circostanze, l'Operatore e il Proprietario possono concordare con l'Autorità Competente una tipologia di analisi differente da quelle proposte.

Indipendentemente dalla tipologia di analisi identificata, l'Operatore svolge, come primo passo dell'analisi, l'identificazione di tutti i pericoli di processo e i pericoli collegati all'ambiente circostante, riportandone i risultati e le osservazioni come indicato nel paragrafo seguente.

C.2.3 Identificazione dei pericoli e collegati all'ambiente circostante

Deve essere utilizzato un approccio sistematico al fine di identificare i pericoli connessi alle attività di impianto, alla presenza di sostanze pericolose e nelle condizioni operative che si applicano all'impianto in esame, insieme con gli eventi iniziatori o loro sequenze.

Si dovranno identificare tutti i pericoli per le persone, l'ambiente e l'asset.

Il metodo applicato per l'identificazione dipende da fattori come il tipo di sistema coinvolto (es. tipi di impianti e apparecchi, inclusi dispositivi di protezione), e le attività operative. Devono essere considerate tutte le attività significative associate con l'impianto e tutti gli scenari incidentali gravi descritti, anche se coinvolgono un numero ristretto di persone.

Deve essere applicato un approccio strutturato per assicurare che nessun pericolo di incidente grave, evento iniziatore o sequenze di eventi venga trascurato. Un processo completo normalmente include la consultazione con gli operatori, i progettisti, strumentisti, processisti, manutentori, esperti HSE e, se ritenuto appropriato, con fornitori e contrattisti.

La sequenza delle attività e la loro interferenza con altre attività prevedibili, come del caso di perforazione e produzione, devono essere studiate opportunamente ed analizzate a parte come attività in simultanea.

L'obiettivo finale dell'identificazione dei pericoli è la definizione di tutti gli scenari incidentali credibili.

L'Operatore sceglie la metodologia più adatta per l'identificazione dei pericoli (HAZID, FMEA, *What if?*) e riporta i risultati della sua applicazione.

Nell'applicazione di tali tecniche vanno identificati tutti i pericoli presenti e gli eventi che possono scatenarli (eventi iniziatori), considerando:

- Guasti tecnici;
- Errori umani;
- Errori SW;
- Eventi esterni.

I pericoli individuati e gli eventi iniziatori dovranno includere almeno:

- Incidenti di pozzo che comportino il rilascio di prodotti pericolosi per l'uomo o per l'ambiente nelle condizioni peggiori che l'impianto può gestire;
- Incidenti derivanti dalla presenza di sostanze pericolose;
- *Dropped objects*;
- *Helicopter crash*;
- *Vessel collision*;
- Cedimenti strutturali (inclusi eventi naturali e cedimenti strutturali per progettazione errata).

Non è prevista la valutazione del rischio occupazionale in quanto oggetto di valutazione ai sensi del D.Lgs. 81/2008.

Un elenco dei metodi di analisi di rischio, normalmente utilizzati, è riportato nell'Allegato 4: "Analisi di rischio".

C.2.4 Valutazione del rischio

Dopo aver indicato la tipologia di analisi che l'impianto richiede e dopo aver individuato i pericoli, l'Operatore effettua la valutazione dei rischi seguendo la metodologia più opportuna.

Per valutare i rischi l'Operatore dovrà considerare e analizzare tutti gli scenari ritenuti credibili che possono generarsi a seguito dell'accadimento degli eventi iniziatori individuati con l'analisi descritta in C.2.3.

Analisi semplificata

Nel caso di esecuzione di un'analisi di rischio semplificata, l'Operatore riporterà tutte le analisi svolte per l'impianto in esame, utilizzando il metodo qualitativo adatto e mettendo in evidenza i risultati ottenuti.

I metodi suggeriti comprendono l'applicazione di HAZID o FMEA con la valutazione del livello di rischio attraverso l'implementazione della metodologia *Bow tie* oppure LOPA per tutti gli scenari ritenuti critici a seguito dell'identificazione dei pericoli.

Nel caso di analisi semplificata è richiesto di effettuare una valutazione qualitativa (mediante indici) oppure semi-quantitativa (mediante intervalli di ordini di grandezza) delle frequenze di accadimento ed una valutazione qualitativa del danno. Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 4: "Analisi di rischio".

Analisi media

Nel caso di esecuzione di un'analisi di rischio media, l'Operatore riporterà tutte le analisi svolte per l'impianto in esame, utilizzando un metodo semi-quantitativo.

I metodi suggeriti comprendono l'applicazione di metodologie quali *Bow tie* o LOPA per tutti gli scenari ritenuti critici a seguito dell'identificazione dei pericoli. Nel caso di analisi media è richiesto di effettuare una valutazione qualitativa del danno ed una valutazione quantitativa della frequenza di accadimento degli scenari incidentali. La valutazione della frequenza di accadimento degli scenari dovrà prevedere una stima quantitativa della frequenza di accadimento delle cause che conducono allo scenario analizzato ed una stima delle indisponibilità e/o inaffidabilità delle barriere di protezione e/o mitigazione prestando particolare attenzione alle dipendenze tra i guasti (*common cause failure analysis*) ed includendo nell'analisi la valutazione di guasti tecnici, errori umani, errori software ed eventi esterni.

Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 4: "Analisi di rischio".

C.2.5 Valutazione dei rischi tecnologici indotti per eventi naturali estremi ed altri eventi esterni

Effettuare una valutazione sistematica degli eventi naturali estremi e degli altri eventi esterni (ad esempio mediante analisi HAZID) al fine di evidenziare potenziali contributi di tali eventi all'accadimento di eventi iniziatori d'incidente o alla compromissione dei sistemi di sicurezza di cui è dotato l'impianto. Le risultanze emerse da tale analisi dovranno essere considerate in sede di valutazione del rischio come contributo all'aggravio delle frequenze di accadimento degli eventi iniziatori o delle probabilità di fallimento delle funzioni di sicurezza.

C.2.6 Dimostrazione della progettazione ALARP

Riportare i documenti contenenti la dimostrazione ALARP, in cui devono essere precisate almeno le ipotesi effettuate, le scelte adottate e la metodologia impiegata.

Suggerimenti per la dimostrazione ALARP sono riportati nell'Allegato 3: "Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente".

C.3. ELEMENTI CRITICI DELLA SICUREZZA E STANDARD DELLE PRESTAZIONI

Il Decreto pone molta enfasi sugli elementi critici per la sicurezza definiti come parti dell'impianto, compresi i programmi informatici, il cui scopo è impedire o limitare le conseguenze di un incidente grave, o il cui guasto potrebbe causare un incidente grave o contribuirvi sostanzialmente.

Gli elementi critici vengono definiti durante la *Preliminary Hazard Analysis* – PHA (HAZID, ...) e confrontati con le liste rese disponibili dalla letteratura tecnica. Tra gli elementi critici è necessario includere tutte le barriere di sicurezza considerate durante la valutazione del rischio al fine di garantire, mediante una corretta ispezione e manutenzione, i requisiti funzionali ipotizzati.

Vengono inoltre definiti i requisiti che devono soddisfare in termini di funzionalità, affidabilità, disponibilità e sopravvivenza.

Vengono dichiarati gli standard utilizzati ed i documenti durante la progettazione. Questo documento rappresenta un valido strumento per l'autorità competente come sistema di verifica e per l'Operatore per consolidare tutte le scelte effettuate.

Tutti gli elementi che diventino elementi critici per la sicurezza e per l'ambiente a seguito di operazioni combinate dovrebbero essere identificati e soggetti a verifica. Essi possono essere parte degli impianti individuali oppure parte dell'apparecchiatura addizionale necessario per le operazioni combinate.

Le informazioni minime da inserire in questo paragrafo sono descritte nel dettaglio al CAP. 3 delle Linee Guida, parte C.4.

D. GESTIONE DELLE EMERGENZE

Il sistema di gestione delle emergenze deve assicurare che esistano idonee soluzioni per proteggere le persone da specifici pericoli e che esse possano abbandonare l'installazione in sicurezza. Inoltre deve essere previsto un piano di emergenza ambientale, dimostrando l'efficacia di intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi liquidi ai sensi dell'Art. 14 del D.Lgs. 145/2015.

Nella RGR è richiesto che l'Operatore descriva le misure messe in atto per garantire la risposta alle emergenze (All. I, par. 3 commi 7 e 16).

La gestione delle emergenze può includere equipaggiamenti, sistemi fisici (attivi e passivi), procedure operazionali, strutture manageriali e organizzative.

Devono essere previste azioni per la consultazione e il coordinamento con altri attori coinvolti quali la Guardia Costiera, gli operatori delle condotte, i proprietari delle imbarcazioni di supporto.

L'Operatore fornisce gli elementi utili a dimostrare di aver dovuto considerare le possibili situazioni di impianto e di aver messo in atto soluzioni idonee ed efficaci per limitare le conseguenze degli incidenti sia in relazione alla salute umana che per l'ambiente, comprendendo sistemi di rilevazione/protezione, dispositivi tecnici per limitare l'entità del rilascio accidentale e procedure per la gestione delle situazioni di emergenza.

D.1. SCENARI INCIDENTALI DI RIFERIMENTO

L'Operatore dovrà identificare gli scenari incidentali di riferimento su cui è costruito il piano di emergenza.

Specificare gli scenari incidentali di riferimento, indicando le informazioni necessarie per caratterizzarle tra cui le sostanze pericolose emesse.

Gli scenari incidentali sono individuati dall'Operatore nell'ambito dell'analisi di cui alla sezione C.

La descrizione dello scenario incidentale dovrà essere composta da:

- a) descrizione degli eventi incidentali di riferimento (incendio, esplosione, rilascio di sostanze tossiche e/o pericolose per l'ambiente);
- b) sostanze coinvolte (loro condizioni di utilizzo e quantità);
- c) valutazione delle conseguenze: aree a rischio e misure di protezione;
- d) rappresentazione delle aree di rischio su cartografia in scala adeguata al fine di individuare gli elementi sensibili.

D.2. PIANO DI EMERGENZA

La prima necessità in caso di incidente è l'immediatezza dell'intervento: il piano di emergenza ha lo scopo di mobilitare nel più breve tempo possibile la struttura operativa in grado di fronteggiare l'emergenza.

Lo scopo è, quindi, quello di stabilire le linee di comunicazione e di definizione dei ruoli e delle procedure per attivare personale, attrezzature e mezzi idonei a far fronte, nel minor tempo possibile, ad ogni tipo di incidente che possa verificarsi sull'impianto.

L'Operatore deve predisporre un piano interno di risposta alle emergenze che comprenda, a norma dell'All. I par. 10 del D.Lgs. n. 145/2015:

- condizioni ed eventi prevedibili che possono causare un incidente grave (scenari di riferimento);
- criteri di prestazione utilizzati per la realizzazione del piano;
- azioni da intraprendere per controllare condizioni ed eventi che possono causare un incidente grave e per limitarne le conseguenze;
- attrezzature e risorse disponibili, comprese le attrezzature per contenere fuoriuscite;
- misure per limitare i pericoli per le persone presenti sull'impianto e per l'ambiente;
- stima dell'efficacia dell'intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi;
- disposizioni per avvisare tempestivamente dell'incidente grave le autorità incaricate di attivare il piano esterno di risposta alle emergenze;
- misure adottate per formare il personale;
- misure per coordinare la risposta di emergenza interna con la risposta di emergenza esterna.

Quindi in un piano di emergenza interno devono essere definiti in maniera chiara:

- **Scenari di riferimento**
- **Organizzazione:** disponibilità di un team operativo, inserito nella normale attività aziendale, che in caso di emergenza sia pronto ad intervenire rapidamente e con competenza specifica. Devono quindi essere stabilite le responsabilità e i principali compiti, modalità di attivazione di interventi esterni e gestione delle responsabilità.
- **Procedure:** definizione delle procedure di intervento per intraprendere le prime azioni, dal nascere del problema alla preparazione del programma di intervento.
- **Smobilitazione:** azioni da intraprendere a fine intervento per la smobilitazione dei mezzi/materiali e per il "reporting". Si intende quindi la smobilitazione dei mezzi e dei

materiali, il controllo tecnico/amministrativo, la stesura del rapporto finale dell'intervento, la preparazione della documentazione, tecnica ed amministrativa, da inviare all'Assicurazione e/o alle Autorità competenti.

Il rapporto finale dell'intervento deve comprendere almeno:

- a) Cronologia degli eventi che hanno condotto all'incidente;
 - b) Analisi dell'incidente (cause ed effetti);
 - c) Programma operativo dell'intervento;
 - d) Operazioni di intervento;
 - e) Costi operativi;
 - f) Eventuali operazioni da prevedere nei tempi brevi;
 - g) Eventuale necessità di adeguamento degli impianti non interessati dall'incidente secondo le indicazioni derivanti dall'emergenza vissuta;
 - h) Eventuale proposta di modifica del Piano di Emergenza o di procedure operative nelle parti che si fossero dimostrate inadeguate.
- **Indirizzi:** disponibilità di una lista di indirizzi del personale aziendale, di consulenti autonomi, di Società Contrattiste e di Autorità, che dovranno o potranno essere contattate in caso di incidente e relative modalità di contatto.

Inoltre devono essere riportate le planimetrie con tutte le indicazioni utili per l'attuazione del piano ed in particolare con l'evidenziazione delle vie di fuga e dei punti di raccolta, di tutti i sistemi e le dotazioni da utilizzare in caso di emergenza (posizionamento scialuppe, salvagenti, maschere antifumo, luci di emergenza, etc.)

D.2.1 Protezione dell'ambiente: piano interno di risposta alle emergenze-prevenzione, controllo e mitigazione delle fuoriuscite accidentali di idrocarburi

Il Piano di emergenza ambientale costituisce l'insieme delle misure, procedure e azioni da attuare per fare fronte ad un'emergenza e ridurre gli effetti di perdita di contenimento delle sostanze inquinanti. La complessità del piano di emergenza è funzione della tipologia e molteplicità dei rischi presenti e dell'entità dell'area potenzialmente interessata.

Riportare il piano di risposta alle emergenze interno, redatto in ottemperanza al D.Lgs. n.145/2015 All. I par. 3 comma 12.

Per le fuoriuscite di idrocarburi, il documento dovrebbe riportare almeno le seguenti informazioni:

1. Le azioni da intraprendere da parte del personale nel caso di fuoriuscita (per esempio azioni di allerta/notifica, localizzazione della perdita e conseguente tentativo di contenimento) con le procedure descritte ed il nome del responsabile;
2. Stima della perdita e notifica al responsabile dell'impianto (indicare quantità e metodo utilizzato per la stima);
3. Procedure di monitoraggio (monitoraggio ad esempio attraverso l'utilizzo di sottomarini, dispositivi sviluppati appositamente a cadenza definita) e contenimento della dispersione.

D.3. SEGNALETICA DI EMERGENZA

Dichiarare lo standard di riferimento utilizzato nella produzione della segnaletica di emergenza (ICAO, SOLAS, ISO).

Uno standard di riferimento che potrebbe essere utilizzato è la UNI EN ISO 7010-2012 "Segni grafici colori e segnali di sicurezza. Segnali di sicurezza registrati".

D.4. RIFUGIO TEMPORANEO, EVACUAZIONE, FUGA E SOCCORSO (*TEMPORARY REFUGE, EVACUATION, ESCAPE AND RESCUE*)

Il rifugio temporaneo (TR) è il luogo in cui il personale può radunarsi in sicurezza durante un'emergenza, in cui si può monitorare e verificare lo svilupparsi della situazione e nello stesso tempo si possono attuare delle azioni di controllo o iniziare l'abbandono dell'installazione. La scelta di un luogo chiuso potrebbe non essere sempre la scelta migliore.

Il rifugio temporaneo e le azioni di recupero e soccorso devono essere idonee per tutti gli scenari incidentali identificati.

Devono essere incluse le modalità di risposta agli effetti del fuoco, dell'esplosione, del fumo e di gas tossici (includendo anche gli effetti secondari come la sovrappressione di esplosione).

La progettazione e la disposizione del TR deve considerare la taglia e la disposizione dell'impianto e il numero di persone presenti a bordo, inclusi personale temporaneo e visitatori. Deve essere posta attenzione agli effetti dell'incapacità motoria, della presenza di feriti, del buio, del fumo e dei danni alle vie di fuga.

Devono essere descritti i criteri di protezione del personale adottati e specificate le filosofie e le procedure utilizzate e, ove necessario, devono essere riportati i riferimenti documentali del progetto.

Deve essere predisposto un inventario completo di tutte le attrezzature per gli interventi di emergenza, in ottemperanza all'Art. 19 comma 7; tale inadempienza è soggetta a sanzione, secondo l'Art. 32 comma 8.

Come minimo, fornire le informazioni dettagliate sui seguenti elementi del sistema di gestione dell'emergenza:

1. Rifugio temporaneo (*Temporary refuge*), specificando il numero dei rifugi temporanei e dei punti di raccolta (*muster area*) presenti sull'impianto, dove sono collocati e quali funzioni devono svolgere. Devono inoltre essere indicate le protezioni poste in essere per permettere l'assembramento del personale in sicurezza;
2. Vie di accesso e di fuga (*Egress and access route*), indicando il numero di vie di fuga presenti, la localizzazione di tali vie e le dimensioni di ciascuna. Deve inoltre essere specificata la filosofia adottata;
3. Filosofia di raccolta, assembramento (*muster philosophy*);
4. Sistemi di controllo e comunicazione di emergenza (*PA/GA System*), indicando i mezzi utilizzati per la comunicazione all'interno dell'impianto e con unità esterne per coordinare le operazioni. Nelle aree di raccolta devono inoltre essere poste in essere funzioni di controllo per limitare le conseguenze dell'incidente, pertanto devono essere riportate tutte le funzioni di controllo che possono essere svolte dal punto di raccolta o dal rifugio temporaneo;
5. Mezzi di evacuazione e soccorso (*means of evacuation and escape*), indicando tutti i mezzi possibili per l'abbandono dell'impianto, sia nel caso in cui debba essere condotto in tempi pianificati sia in cui debba essere condotto in condizioni di emergenza (elicottero, TEMPSC, zattere);
6. Equipaggiamento presente a bordo per il personale per abbandonare in sicurezza l'impianto, comprendendo salvagenti, maschere, luci di segnalazione;
7. Mezzi per il ricovero e il soccorso (*rescue and recovery facilities*);
8. Analisi dei sistemi di evacuazione, fuga e soccorso dimostrando che essi sono sempre in grado di garantire il corretto abbandono in caso di emergenza (*escape, evacuation and rescue analysis*).

A titolo di esempio si riportano alcune informazioni che potrebbero essere fornite per l'impianto in esame:

- le vie di fuga devono permettere la fuga di tutto il personale in sicurezza da qualsiasi punto dell'impianto. Ci sono pertanto almeno due vie di fuga separate da qualsiasi area dell'impianto per garantire che almeno una sia utilizzabile in caso di emergenza;
- le vie di fuga sono state progettate con un percorso quanto più dritto possibile e con un numero di cambi di direzione minimo;
- la larghezza delle vie di fuga è pari a [...] mm per permettere il passaggio degli operatori con una barella;
- l'area di raccolta principale si trova in prossimità dell'area di imbarco e vicino ai moduli alloggi;
- ciascuna area di raccolta è protetta dall'esplosione, dal fumo e dal gas per un periodo di tempo definito.
- ...

CAP. 6: Relazione grandi rischi modificata per modifiche sostanziali

6.1 LINEE GUIDA PER LA RELAZIONE GRANDI RISCHI PER MODIFICHE SOSTANZIALI AI SENSI DEL D.LGS. 145/2015 (ALL.I PAR.6)

Ai sensi del D.Lgs. 145/2015 Art. 2, comma 1 lettera bb), si intende con modifica sostanziale:

1. Nel caso di una Relazione sui grandi rischi, la modifica di un elemento in base al quale è stata accettata la Relazione originaria, compresi, tra l'altro, le modifiche fisiche, la disponibilità di nuove conoscenze o tecnologie e i cambiamenti relativi alla gestione operativa;
2. Nel caso di comunicazione di operazioni di pozzo o combinate, la modifica di un elemento in base al quale è stata presentata la comunicazione originaria, compresi, tra l'altro, le modifiche fisiche, la sostituzione di un impianto con un altro, la disponibilità di nuove conoscenze o tecnologie e i cambiamenti relativi alla gestione operativa.

Da una prima interpretazione si intende considerare come modifica sostanziale la modifica dell'impianto che comporti un incremento non trascurabile del valore di rischio (variazione dell'ordine di grandezza in aumento, variazione della cella nella matrice di rischio,...) o una diversa distribuzione spaziale del rischio. Tali modifiche possono riguardare:

- Il cambiamento/la sostituzione di un elemento critico per la sicurezza e l'ambiente;
- Il cambiamento/la sostituzione di una barriera protettiva o mitigativa;
- Il cambiamento delle condizioni operative di impianto (in termini di temperatura, pressione, portata, etc.)

Esempi interpretativi possibili dei cambiamenti/sostituzioni sopra citati sono:

Modifiche SOSTANZIALI:

- Rimozione o modifica (di tipo tecnico, operativo o manutentivo) di una o più funzioni di sicurezza considerate nella RGR, che possono cambiarne l'efficacia, il livello di ridondanza o la probabilità di fallimento
- Introduzione di nuove linee di processo o componenti che modificano la produttività di impianto o i depositi con un incremento pari o superiore al 25% rispetto a quanto originariamente autorizzato
- Introduzione di nuove sostanze o preparati pericolosi che comportino una tipologia di pericolo precedentemente non autorizzata (infiammabile, tossico, pericoloso per l'ambiente, ossidante)
- Modifiche che comportano un incremento non trascurabile del valore di rischio (variazione dell'ordine di grandezza in aumento, variazione della cella nella matrice di rischio, ...) o una diversa distribuzione spaziale del rischio.

Modifiche NON SOSTANZIALI:

- Modifica di funzioni di sicurezza, che ne mantiene inalterata l'efficacia (da verificare mediante approcci di *Functional Safety*);
- Sostituzione di componenti o parti di impianto non critiche ai fini della sicurezza (non contemplati dall'elenco dei componenti critici);
- Tutte le modifiche non ricomprese nelle precedenti;

Al fine di valutare se la modifica pianificata sia sostanziale o meno, l'Operatore potrà procedere ad una valutazione della stessa mediante tecniche di identificazione dei pericoli (HAZOP, HAZID, *what if*, ...) ed eventualmente ad una valutazione del rischio.

Nel caso desideri apportare una modifica sostanziale al proprio impianto:

- entro 19 Luglio 2018, l'Operatore è tenuto a presentare una Relazione grandi rischi facendo riferimento all'impianto nelle condizioni modificate con la dimostrazione che la probabilità di grandi rischi è ridotta ad un livello accettabile;
- nel periodo successivo al 19 Luglio 2018, cioè in data successiva alla scadenza per la presentazione della Relazione grandi rischi per l'impianto, l'Operatore è tenuto a presentare una Relazione grandi rischi modificata.

Nel caso in cui l'Operatore dovesse presentare una RGR modificata, la struttura del documento rimarrebbe pressoché invariata rispetto al caso base e si invita pertanto a riferirsi al CAP. 3 per impianti di produzione e il CAP. 5 per impianti non destinati alla produzione.

Tuttavia, nella nuova Relazione dovrà essere data particolare evidenza:

- alla descrizione del nuovo componente o sistema introdotto o modificato, alle nuove condizioni operative e alla motivazione di tale scelta;
- alla nuova valutazione del livello di rischio a dimostrazione che la probabilità di grandi rischi è ridotta ad un livello accettabile;
- all'eventuale aggiornamento del relativo piano interno di risposta alle emergenze, della lista degli elementi critici per la sicurezza e del piano di manutenzione.

Nel caso di operazioni di pozzo, le modifiche sostanziali della relativa comunicazione sono preparate e pianificate dall'Operatore con la collaborazione del verificatore indipendente, ai sensi dell'Art. 15 comma 3 del D.Lgs. 145/2015.

Si ricorda che ai sensi dell'Art. 6 comma 3 e comma 4 del D.Lgs. 145/2015 le operazioni riguardanti gli impianti di produzione e quelli non destinati alla produzione possono iniziare o proseguire, nel caso di modifica sostanziale, solo dopo che la Relazione sui grandi rischi è stata accettata da parte del Comitato e le operazioni riguardanti gli impianti di produzione e quelli non destinati alla produzione, le operazioni di pozzo o le operazioni combinate non possono iniziare o proseguire, nel caso di modifica sostanziale, fino a quando non è stata accettata la Relazione sui grandi rischi per gli impianti interessati. Inoltre, tali operazioni non sono avviate o proseguite qualora una comunicazione di operazioni di pozzo o di operazioni combinate non sia presentata al Comitato o qualora l'UNMIG sollevi obiezioni sul loro contenuto.

CAP. 7: Comunicazione di operazioni di pozzo

Per comunicare all'Autorità l'effettuazione di un'operazione di pozzo, l'Operatore prepara una comunicazione, ai sensi dell'Art. 15 del D.Lgs. 145/2015: *“L'Operatore che deve effettuare operazioni di pozzo predispone la comunicazione che deve essere presentata, [...], al Comitato nel termine da esso stabilito e comunque prima dell'avvio dell'operazione di pozzo. Tale comunicazione di operazioni di pozzo, contiene informazioni dettagliate sul progetto del pozzo e le operazioni di pozzo proposte [...]”*.

Nel caso in cui si identifichino altre possibili operazioni di superficie o sottomarine combinate che possano dar luogo nel pozzo a incidenti gravi, predisporre e presentare una comunicazione di operazioni combinate. Per maggiori dettagli si rimanda al Cap. 4: *“Comunicazione di operazioni combinate”*.

7.1 CONTENUTI ED INDICE DELLA COMUNICAZIONE DI OPERAZIONI DI POZZO

Occorre prevedere un paragrafo iniziale denominato **“Sintesi”**, in cui si riassumano brevemente le informazioni principali dell'impianto e del pozzo, includendo, a titolo di esempio:

- Una parte iniziale riguardante l'obiettivo e l'identificazione del progetto;
- Una descrizione delle caratteristiche geologiche, meteo, del giacimento, etc. dell'area di interesse;
- Una descrizione del pozzo che includa: dati anagrafici (coordinate, nome dell'Operatore e dei responsabili, etc.), caratteristiche geologiche e geofisiche del pozzo;
- Una descrizione dell'impianto che includa: nome, coordinate, nome del proprietario e dei responsabili, il riferimento alla RGR dell'impianto e alla relativa accettazione da parte del Comitato;
- Informazioni sul programma delle operazioni di pozzo compresi il periodo delle operazioni e i sistemi di controllo e sicurezza;
- Informazioni sui potenziali pericoli di incidenti gravi;
- Risultati principali della valutazione del rischio;
- Dimostrazione ALARP;
- Definizione degli elementi critici per la sicurezza.

Prevedere una **“Guida alla lettura”** della comunicazione per illustrare le macro-sezioni, ad esempio:

Sezione A: questa sezione contiene sia tutta la documentazione sulle caratteristiche del pozzo e sulla sua localizzazione, sia una breve descrizione dell'impianto non destinato alla produzione utilizzato;

Sezione B: la sezione descrive nel dettaglio le fasi operative e di gestione del pozzo;

Sezione C: la sezione è dedicata all'analisi di rischio;

Sezione D: fornisce dettagli sulla gestione delle emergenze dell'impianto e del pozzo.

Prevedere, poi, un paragrafo “**Conclusioni**” in cui si dichiara che:

- Sono stati identificati tutti i pericoli;
- I rischi associati sono stati valutati con un metodo di analisi di rischio adeguato, riconosciuto e concordato con l’Autorità preposta;
- E’ stata effettuata una verifica indipendente e si riporta in allegato la Relazione contenente i risultati del controllo indipendente;
- Dopo aver esaminato la Relazione e i risultati del controllo, la gestione del rischio è adeguata per tutte le condizioni e circostanze previste.

Dopo questo testo con la funzione di Sommario Esecutivo, seguirà la Comunicazione vera e propria. Di seguito si riporta l’indice, con le informazioni minime per redigere una corretta e completa comunicazione delle operazioni di pozzo. L’utente è chiamato a completare i sotto paragrafi con le informazioni inerenti il proprio pozzo e impianto.

INDICE

A. Dati identificativi e ubicazione del pozzo

A.1. Dati generali

A.2. Localizzazione del pozzo

A.3. Descrizione del pozzo

A.4. Descrizione dell’impianto di non produzione utilizzato per le operazioni

B. Gestione delle operazioni pozzo

B.1. Dati generali programma operazioni di pozzo

B.2. Sistema di gestione

B.3. Programma delle operazioni da effettuare

B.4. Barriere di pozzo

B.5. Limiti operativi

C. Sicurezza del pozzo

C.1. Criteri di accettabilità del rischio

C.2. Identificazione delle sostanze pericolose coinvolte

C.3. Analisi dell’esperienza storica incidentale

C.4. Identificazione dei pericoli

C.5. Valutazione del rischio

C.6. Dimostrazione ALARP

C.7. Elementi critici della sicurezza e standard delle prestazioni

D. Gestione delle emergenze

7.2 LINEE GUIDA PER LA COMUNICAZIONE OPERAZIONI DI POZZO AI SENSI DEL D.LGS. 145/2015 (ALL.I PAR.4)

A. DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DEL POZZO

A.1. DATI GENERALI

A.1.1 *Informazioni relative all'Operatore e al proprietario dell'impianto non destinato alla produzione*

Riportare il nome e l'indirizzo (sede legale) sia dell'Operatore dell'impianto sia del proprietario dell'impianto non destinato alla produzione.

A.1.2 *Dati identificativi*

Indicare la denominazione del pozzo e dell'impianto, la classificazione del pozzo e la profondità totale.

A.1.3 *Responsabili della progettazione esecutiva e della realizzazione di operazioni di pozzo e qualificazione/esperienza professionale*

Indicare i responsabili della progettazione esecutiva e della realizzazione delle operazioni di pozzo, indicandone il tipo di qualificazione professionale e le esperienze possedute nel campo.

A.1.4 *Responsabile della Relazione grandi rischi e qualificazione/esperienza professionale*

Indicare il responsabile della stesura della Relazione grandi rischi, la sua qualifica professionale e le sue esperienze nel campo, nonché la/le persona/e fisica/che e/o giuridica/che e le organizzazioni che hanno partecipato alla stesura della Relazione.

A.2. LOCALIZZAZIONE DEL POZZO

A.2.1 *Posizione e cartografia del pozzo*

Riportare tutte le informazioni cartografiche e i disegni atti a caratterizzare la posizione del pozzo.

A.2.2 *Dati ambientali*

Inserire i dati di base ambientali utilizzati per la progettazione delle apparecchiature e delle strutture quali temperatura, pressione, umidità e irraggiamento solare.

A titolo di esempio (la lista delle informazioni riportate è puramente indicativa e non deve essere considerata come esaustiva; in particolar modo, in questa sezione dovranno figurare le informazioni specifiche dell'impianto in esame):

- Ambiente marino: corrosivo;
- Temperatura minima assoluta aria ambiente $-10.2^{\circ}\text{C}^{(1)}$;
- Temperatura minima media mensile aria ambiente: $+5.1^{\circ}\text{C}$;
- Temperatura massima assoluta aria ambiente: $+37.5^{\circ}\text{C}$;
- Temperatura massima media mensile aria ambiente: $+23.9^{\circ}\text{C}$;

- Umidità relativa (massima): 86%;
- Velocità del vento di progetto per 1 minuto: 126 km/h (periodo di ritorno 1 anno);
- Velocità del vento di progetto per 1 minuto: 194.4 km/h (periodo di ritorno 100 anni);
- Velocità del vento di progetto per il calcolo della radiazione termica delle fiaccole: 43.2 km/h⁽²⁾;
- Velocità del vento di progetto per il calcolo della rad. del purge burner: ~37 km/h⁽³⁾;
- Temperatura acqua di mare:
 - o Superficie (min./media/max.): 5.9 / 15.3 / 28.3°C;
 - o Fondo (min./media/max.): 6.9 / 12.6 / 18.3°C;
- Salinità acqua di mare:
 - o Superficie (min./media/max.): 33.56‰ / 37.06‰ / 38.29‰;
 - o Fondo (min./media/max.): 37.14‰ / 38.06‰ / 38.35‰;
- Densità acqua di mare:
 - o Superficie (min./media/max.): 1018.37kg/m³ / 1026.14kg/m³ / 1029.47kg/m³;
 - o Fondo (min./media/max.): 1025.75kg/m³ / 1027.35kg/m³ / 1029.37kg/m³;
- Precipitazioni mensili (max): 114 mm/mese ;
- Terremoti :
 - o Terremoti intensi rari: PGA (RIE level) = 0.21 g (design);
 - o SLE (Strength level earthquake) terremoti: PGA (SLE level) = 0.12 g.

Note:

1. Valore ambientale estremo della temperatura;
2. Valore conservativo in accordo alle API 521 (9 m/s) più 20% di overdesign;
3. Valore raccomandato per le operazioni di avviamento, per valori più alti le operazioni non sono ammesse.

I criteri ambientali di progettazione dovrebbero esseri basati su informazioni statistiche significative e si dovrebbe considerare un periodo di ritorno (periodo di ricorrenza) di almeno 50 anni per l'evento previsto più grave.

Dati aggiornati sulle condizioni meteomarine

Riportare i dati sulle condizioni metereologiche includendo almeno:

- la velocità e la direzione dei venti,
- l'altezza e la frequenza delle onde,
- la presenza di correnti e la loro velocità e direzione,
- la profondità e la variazione del livello marino a causa di fenomeni di maree.

Questi dati potranno essere reperiti dai documenti relativi alle pratiche ambientali (D.Lgs. n. 152/2006) ed essere coerenti con essi.

L'Operatore, qualora non disponga di tutte le informazioni necessarie per il presente paragrafo, relative ad eventi naturali esterni che possono causare un incidente grave, allega quelli disponibili presso le Amministrazioni Pubbliche con indicazione esplicita della fonte.

Dati storici sulle condizioni meteomarine

Riportare dati storici di almeno 5 anni antecedenti evidenziando le ripercussioni sulla sicurezza.

Fornire i dati aggiornati sulle condizioni meteorologiche prevalenti per la zona, con particolare riferimento alla velocità e alla direzione dei venti, alle condizioni di stabilità atmosferica e ai dati storici relativi ad un periodo di almeno 5 anni, evidenziando eventuali ripercussioni sulla sicurezza.

A.2.3 Aree sensibili

Riportare la presenza di aree sensibili dal punto di vista ambientale con le relative mappe. Nell'individuazione di tali aree devono essere prese in considerazione come minimo:

- Riserve marine;
- Aree protette dalla legislazione italiana e dalle convenzioni internazionali (per esempio RAMSAR);
- Aree di importanza comunitaria ovvero siti inclusi nella rete Natura 2000;
- Zone di tutela biologica;
- Aree ad interesse socio-economico-culturale che includano almeno le aree turistiche, incluse le spiagge "Bandiera blu" e gli stabilimenti balneari, acquacolture e allevamenti ittici.

A.2.4 Limitazioni ambientali e restrizioni

Dati ambientali

Riportare la descrizione delle limitazioni ambientali, meteorologiche e in materia di fondali marini per quanto riguarda la conduzione sicura delle operazioni ai sensi del D.Lgs. 145/2015 All. I par.4 comma 10.

A titolo di esempio si riportano alcune limitazioni ambientali a cui può essere soggetto un impianto non destinato alla produzione:

- Le operazioni non possono essere condotte durante temporali di forte intensità;
- L'impianto non può operare nel caso di onde superiori a ...[m];
- ...

Limitazioni alla navigazione

Riportare tutti i vincoli e le limitazioni alla navigazione entro l'area di sicurezza, definita a norma dell'Art. 2, comma 1 lettera uu) del D.Lgs. n. 145/2015 come entro 500 metri dall'impianto. Entro l'area di sicurezza devono essere descritti eventuali dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure impiegate per impedire l'accesso a tutte le persone non autorizzate e per impedire la navigazione di tutte le imbarcazioni non collegate all'attività di impianto.

A.3. DESCRIZIONE DEL POZZO

Riportare una descrizione dettagliata del pozzo, identificando la tipologia di pozzo e di idrocarburi presenti. Riportare tutte le misurazioni e le analisi condotte nel pozzo in esame. Le grandezze potranno essere di tipo litologico, paleontologico, geometrico (profondità, spessore, inclinazione di strati, etc.) e fisico (pressione, temperatura, tipo di fluido, densità, viscosità, radioattività naturale e/o indotta, velocità delle onde sismiche, resistività elettrica, propagazione elettromagnetica, etc). Inoltre, occorre riportare eventuali collegamenti del pozzo con impianti ed infrastrutture.

A.3.1 *Analisi storica*

In caso di pozzo già esistente, riportare informazioni relative alla sua storia, alle attività effettuate e alle sue condizioni.

A.3.2 *Aspetti geologici*

Riportare l'interpretazione geologica dei dati sismici effettuati sull'area di interesse. Riportare, quindi, il profilo litostratigrafico previsto, indicando la profondità, e una breve descrizione, i caratteri geologici e petrofisici previsti, informazioni sulle rocce madri, sulle coperture e sui pozzi di riferimento per le correlazioni.

A.3.3 *Aspetti geofisici*

Riportare dati geofisici tra cui previsioni di gradienti di temperatura, fratturazione, carico litostatico e pressione dei pori ottenute attraverso analisi di rapporti di perforazione o dei dati di pozzo acquisiti nei pozzi di correlazione vicini.

A.4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO NON DESTINATO ALLA PRODUZIONE UTILIZZATO PER LE OPERAZIONI

Riportare una breve descrizione e tutti i riferimenti contenuti nella RGR dell'impianto non destinato alla produzione ed eventualmente descrivere tutte le attrezzature di sicurezza non ivi riportate.

A titolo di esempio si riporta una breve tabella descrittiva non esaustiva dell'impianto utilizzato:

VOCE	DESCRIZIONE
<i>Proprietario/Nome impianto</i>	-
<i>Tipo impianto</i>	-
<i>Tavola rotary livello mare</i>	-
<i>Potenza installata</i>	-
<i>Tipo di argano</i>	-
<i>Potenzialità impianto con DP's 5"</i>	-
<i>Max profondità d'acqua operative</i>	-
<i>Tipo di top drive system/capacità top drive system</i>	-
<i>Pressione di esercizio top drive system</i>	-
<i>Diametro tavola rotary/capacità tavola rotary</i>	-
<i>Pressione di esercizio stand pipe</i>	-
<i>Tipo di pompe fango/numero</i>	-
<i>Capacità totale vasche fango</i>	-
<i>Tipi di drill pipe</i>	-
<i>Tipi di heavy weight drill pipe</i>	-
<i>Tipi di drill collar</i>	-

B. GESTIONE DELLE OPERAZIONI DI POZZO

La comunicazione prevede la descrizione dei sistemi di gestione adottati dall'Operatore/proprietario e dai subappaltatori.

Il sistema di gestione dovrebbe mostrare un livello appropriato di controllo per ogni fase operativa.

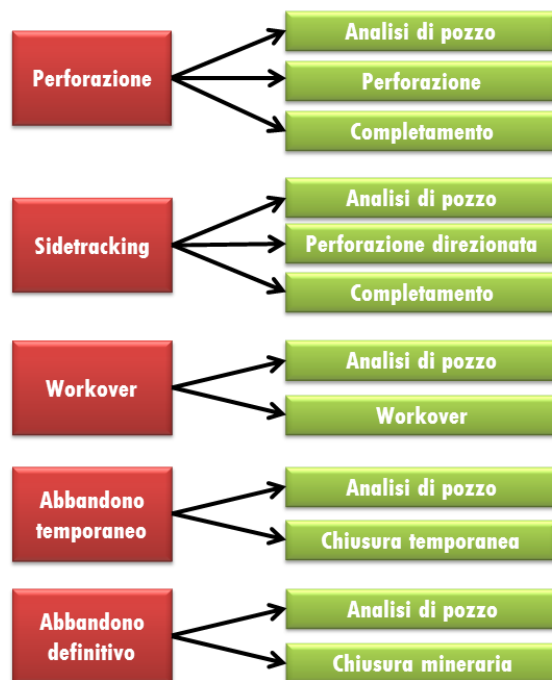
Il sistema di gestione deve includere tutte le informazioni necessarie per coordinare tutte le possibili attività svolte contemporaneamente.

B.1. DATI GENERALI PROGRAMMA OPERAZIONI DI POZZO

Le operazioni da comunicare al Comitato comprendono:

- Perforazione;
- Sidetracking;
- Workover;
- Sospensione operazioni;
- Abbandono definitivo.

Come mostrato nella figura seguente, ogni operazione è costituita da una serie di attività specifiche:



Ciascuna operazione di pozzo ha il potenziale di causare un rilascio accidentale tale da provocare un incidente grave.

L'Operatore deve elencare le attività in programma, riportandone una breve descrizione, includendo le tipologie di strumenti, apparecchi, macchinari da utilizzare e delle barriere poste per prevenire l'insorgenza di un rilascio di idrocarburi verso l'ambiente esterno.

A titolo di esempio, l'Operatore può compilare una tabella con le informazioni richieste:

Attività n. ...	Descrizione	Apparecchiature e macchinari da utilizzare	Strumentazione richiesta	Barriere di prevenzione	Note

B.1.1 Obiettivo dell'operazione

Definire lo scopo dell'operazione di pozzo in esame: perforazione, manutenzione, *side-tracking*, chiusura temporanea o abbandono. Fornire la descrizione della configurazione del pozzo al termine delle operazioni.

B.1.2 Sequenza operativa

Riportare la descrizione e la sequenza delle operazioni da compiere sul pozzo con relativi dati di misure significativi.

A titolo di esempio si riporta una possibile sequenza operativa relativa alla perforazione di un pozzo:

- Battitura tubo guida a 60 m;
- Installazione Diverter 29" 1/2 500 psi;
- Perforazione fase 22" fino a 600 m MD/TVD, discesa colonna 18" 5/8;
- Installazione *casing head housing* e *BOP stack* 21" 1/4 5000 psi;
- Etc.

La sequenza operativa si dovrà definire in funzione dell'operazione da compiere sul pozzo come descritto in precedenza.

B.1.3 Schema e profilo pozzo

Riportare lo schema relativo al pozzo inserendo le dimensioni longitudinali e trasversali dei *casing* e *liner* da inserire, se in fase di perforazione, o già presenti. Inoltre indicare il profilo del pozzo con le possibili inclinazioni e disposizione dei vari *casing* e *liner* e loro dimensioni.

B.1.4 Tempi di esecuzione

Riportare il programma tempi delle operazioni da effettuare. Allegare, quindi, il diagramma di avanzamento dei lavori e i periodi delle operazioni previsti per ogni fase operativa.

B.1.5 Mezzi impiegati nelle operazioni

Riportare una descrizione dei mezzi navali ed aerei utilizzati durante le operazioni come supporto per il trasporto di componenti impiantistiche, approvvigionamento di materie prime, smaltimento di rifiuti, trasporto personale ed attività di controllo. Per mezzi di trasporto navali occorre riportare almeno informazioni relative al tonnellaggio, caratteristiche motori, ore di viaggio. Per i mezzi di trasporto aerei bisogna fornire informazioni riguardo alla durata del viaggio e all'utilizzo. Le informazioni relative ai mezzi e alla loro compatibilità con le operazioni devono essere coerenti con le informazioni riportate nella Relazione grandi rischi dell'impianto non destinato alla produzione impiegato.

B.1.6 Acquisizione dati di pozzo

È necessario fornire i dati di pozzo che verranno acquisiti per ogni tipologia di operazione effettuata; i principali dati di pozzo da inserire possono essere:

- dati di *mud logging* da riportare nel rapporto geologico giornaliero e nel documento master log;
- campionamenti solidi (detriti di perforazione, carote di fondo e di parete, etc.);
- log geofisici acquisiti durante le perforazione (*while drilling*);
- campionamenti di fluidi;

- log geofisici classici (*wire line*);
- dati sismici in pozzo;
- prove di produzione.

B.2. SISTEMA DI GESTIONE

Riportare il coordinamento dei sistemi di gestione dell'Operatore e del proprietario dell'impianto non destinato alla produzione ai sensi del D.Lgs. 145/2015 All. I par. 4 comma 10 lettera d).

B.3. PROGRAMMA DELLE OPERAZIONI DA EFFETTUARE

A seconda della casistica in cui rientra l'operazione (casi citati al paragrafo B.1), i dati minimi necessari per ciascuna sono riportati di seguito.

B.3.1 Perforazione di un nuovo pozzo

Perforazione: Si definisce perforazione il complesso di operazioni necessarie per realizzare pozzi di sezione circolare mediante tecniche di scavo che non prevedono l'accesso diretto dell'uomo. [Enciclopedia degli idrocarburi]

Fornire una descrizione dettagliata delle varie fasi della perforazione con relativi strumenti di misura, macchinari utilizzati, stabilizzatori, sensori e sistemi di controllo inseriti per effettuare le operazioni in sicurezza.

Raccolta dati

Attraverso l'applicazione del piano di acquisizione dati di pozzo, fornire le informazioni significative per effettuare una corretta perforazione, tra cui:

- Gradiente litostatico;
- Gradiente di pressione dei pori;
- Gradiente di fratturazione;
- Profilo di temperature;
- Caratteri geologici e geomeccanici della sequenza stratigrafica;
- Proprietà petrofisiche delle rocce.

Scalpelli

Fornire una descrizione delle tipologie di scalpelli da utilizzare in ogni fase e dei parametri di perforazione da impiegare.

Perforazione direzionata

Perforazione direzionata: Si definisce perforazione direzionata l'esecuzione di pozzi in cui sono presenti, oltre a tratti di foro verticale, anche tratti di foro con asse curvo. [Enciclopedia degli idrocarburi]

Nel caso si tratti di pozzo direzionato, riportare tutti i sistemi utilizzati per impostare la deviazione. Specificare la tecnologia impiegata e le motivazioni della scelta effettuata. Riportare inoltre l'elenco delle strumentazioni impiegate per rilevare i dati di deviazione. Riportare la delimitazione dell'area dell'obiettivo e la definizione del raggio di tolleranza entro il quale deve mantenersi la traiettoria reale del pozzo fino al raggiungimento dell'obiettivo.

Programma fanghi

Fornire una descrizione dettagliata delle caratteristiche principali del fango utilizzato per le diverse sezioni del pozzo. I principali dati da inserire sono:

- Tipo;
- Densità;
- Viscosità;
- pH;
- salinità;
- peso;
- quantità di fango stoccate disponibili;
- quantità di prodotti stoccati disponibili per il confezionamento di fango e di fango pesante;
- volume dei solidi;
- volume del filtrato.

Programma idraulico

Fornire una descrizione del programma idraulico inserendo almeno, per ciascuna pompa, le seguenti informazioni:

- Portata;
- Pressione di pompaggio;
- Velocità di uscita fango dagli scalpelli;
- Velocità di risalita fango nell'intercapedine;
- Distribuzione delle perdite di carico nei circuiti.

Programma casing

Riportare e giustificare la scelta del numero di colonne necessarie, della quota, del diametro e dello spessore dei casing adottati. Riportare gli esiti delle prove di verifica, come, ad esempio:

- Resistenza allo squarciamento;
- Resistenza allo schiacciamento;
- Resistenza a trazione.

Programma cementi

Inserire dati relativi al tipo e alle caratteristiche di cementi selezionati per le differenti sezioni del pozzo. I principali dati da inserire sono:

- tipo di cemento;
- additivi utilizzati;
- volumi di malta previsti;
- tempi di pompabilità.

Misure di prevenzione da H₂S

L'insorgenza di un contatto con H₂S deve essere trattata con particolare attenzione e devono essere previste sia misure preventive, in caso di contaminazione, sia misure mitigative in caso di incidente grave. In caso di contaminazione da idrogeno solforato indicare la tipologia di trattamento che si ritiene di adottare; in caso di rilascio di H₂S a seguito di incidente grave, descrivere gli apprestamenti di sicurezza.

Programma di completamento

Completamento: Si definisce completamento l'insieme delle operazioni necessarie, al termine della perforazione, per consentire la produzione in superficie di idrocarburi. [Enciclopedia degli idrocarburi]

Inserire le informazioni ed una descrizione dettagliata delle operazioni necessarie al fine di consentire la produzione in superficie di idrocarburi. Definire la tipologia e le motivazioni del sistema di completamento adottato (foro scoperto o foro tubato). In particolare riportare la descrizione di:

- completamento testa pozzo;
- *tubing*;
- *packer* di produzione (se necessario);
- fluido di completamento e di riempimento;
- filtri e dreni;
- valvole di sicurezza;
- perforazione della colonna di rivestimento;
- modalità di estrazione del fluido.

Attrezzature

Riportare una descrizione dettagliata delle attrezzature da utilizzare e della loro disposizione.

Dimensionamento del *tubing*

Definire la scelta del diametro ottimale, dello spessore del *tubing* in linea con i criteri di sicurezza adottati. Riportare le decisioni prese per il tipo di materiale in base alla composizione chimica del flusso e alle condizioni termomeccaniche del sottosuolo.

Packer di produzione

Inserire le motivazioni legate alla necessità, qualora fosse opportuno, di installare un *packer* di produzione. Indicare la scelta del tipo, il numero di fori, la modalità di installazione e rimozione.

Perforazione della colonna di rivestimento

In caso di foro tubato, giustificare e definire la metodologia di perforazione del rivestimento e i tipi di dispositivi utilizzati.

Modalità di estrazione del fluido

Descrivere la tipologia di sistema di sollevamento adottata e la relativa efficienza. In particolare, giustificare a livello economico e tecnico il sistema di sollevamento considerato.

B.3.2 Workover e sidetracking

Workover: Si definisce *workover* qualsiasi intervento che viene effettuato nel pozzo, dopo il completamento, per qualsiasi fine. [Enciclopedia degli idrocarburi]

Sidetracking: Si definisce *sidetracking* la perforazione direzionata effettuata quando un tratto di foro diventa impraticabile per incastro o rottura della batteria di perforazione o quando, a perforazione iniziata, si cambia obiettivo. [Enciclopedia degli idrocarburi]

Fornire una descrizione dettagliata dell'intervento da effettuare nel pozzo con le relative strumentazioni necessarie.

Raccolta dati

I dati da riferire dipendono dalla tipologia di intervento considerato. Le modalità di acquisizione dati sono scelte tra quelle descritte nel paragrafo B.1.6 Acquisizione dati di pozzo.

Programma di intervento

In caso di *workover*, redigere un programma di manutenzione preventiva, incidentale o migliorativa recante la descrizione delle attività svolte, le motivazioni e la descrizione delle attrezzature impiegate.

Esempi di attività di *workover* riferite al giacimento sono:

- Lavaggi;
- Stimolazioni;
- Iniezioni di cemento.

Esempi attività di *workover* riferite al pozzo sono:

- Pulizia del fondo;
- Sostituzione del *packer*;
- Sostituzione del *tubing*;
- Riparazione del *packer*;
- Riparazione del *tubing*;
- Sostituzione della croce di regolazione;
- Pescaggio attrezzi persi.

In caso di *sidetracking*, dovranno essere fornite tutte le informazioni di cui al paragrafo B.3.1.

Programma di riconversione

Nel caso di riconversione, fornire una descrizione dettagliata delle procedure da attuare, le motivazioni e una descrizione delle attrezzature impiegate.

Esempi di attività di riconversione sono:

- Installazione di impianti di sollevamento fluidi;
- Iniezione di gas e di acqua;
- Trasformazione in pozzi di stoccaggio.

Cambio di livello

Riferire, in caso di cambio di livello, le attrezzature utilizzate per effettuare la connessione tra il nuovo giacimento ed il pozzo e, in caso di perforazione, fare riferimento al paragrafo B.3.1 Perforazione di un nuovo pozzo.

B.3.3 Chiusura mineraria

Chiusura mineraria: Si definisce chiusura mineraria lo stato del pozzo, dove il pozzo o una parte di esso verrà tappato e abbandonato permanentemente con l'intenzione di non essere più utilizzato. [Norsok D-010]

Nel caso di abbandono permanente del pozzo, inserire una descrizione dettagliata delle metodologie utilizzate per la chiusura mineraria, il numero, la posizione e le tipologie di tappi, *bridge plug* e/o *packer*, *squeeze* di cemento e i dati relativi al pozzo e al giacimento. Specificare la tecnologia impiegata e le motivazioni della scelta effettuata. Riportare l'elenco delle strumentazioni impiegate per la misurazione e l'esercizio dell'operazione.

Raccolta dati

Raccogliere e inserire i dati di giacimento e di pozzo necessari per effettuare la chiusura mineraria in sicurezza.

A titolo di esempio si riporta una breve tabella descrittiva non esaustiva delle informazioni da inserire:

INFORMAZIONE	NOTE
Numero di potenziali flussi di formazione	Qualsiasi formazione che contenga fluidi in movimento in forma di idrocarburi o acqua ad alta pressione
Formazioni contenenti idrocarburi	Profondità verticale
	Contenuto di idrocarburi, incluso composizione chimica e capacità volumetrica
	Livelli di pressione attuali e futuri
Fattori sottosuperficiali	Contenuto di CO ₂ e H ₂ S, faglie, gradienti di fratturazione e dei pori.
Barriere geologiche	Formazioni che possono essere classificate come barriere
Storia del pozzo	Diagrammi e schemi delle barriere
	Stato delle barriere primarie e secondarie come casing, tubing e cementazione
	Attività di abbandono precedenti, incluso sidetracking
	Diagrammi di temperatura e pressione del pozzo e mud log
	Eventuali problemi durante la costruzione del pozzo come: perdite, erosione, problemi di cementazione, problemi di instabilità del pozzo.
Stato operativo del pozzo attuale e passato	Dettagli sullo stato del pozzo inserendo se sono presenti componenti aggiuntivi come il gas-lift.
Dati meteomarini	Correnti marine, salinità e profili di temperatura

Tipo di materiale

Specificare la tipologia di materiale utilizzato per la chiusura mineraria inserendo le caratteristiche chimico-fisiche del materiale in esame.

Il materiale di isolamento utilizzato per la chiusura mineraria deve possedere le seguenti caratteristiche:

- bassa permeabilità, per prevenire il passaggio di fluido attraverso la barriera;
- integrità a lungo termine, al fine di evitare il deterioramento del materiale nel tempo;
- resistenza ai fluidi e gas di formazione come ad esempio CO₂, H₂S e idrocarburi;
- proprietà meccaniche tali da resistere a carichi e variazioni di temperatura e pressione;
- deve trattarsi di materiale che non si contraiga e che sia capace di legarsi al casing e alla formazione.

In genere, il materiale più utilizzato per la chiusura mineraria è il cemento ma ciò non preclude l'utilizzo di altri materiali.

Rimozione testa pozzo e casing

Descrivere e giustificare le procedure attuate per la rimozione della testa pozzo e relativi casing. Definire, inoltre, la profondità alla quale effettuare il taglio.

Per il taglio dei casing è possibile utilizzare esplosivi soltanto nel caso in cui siano state

implementate misure di protezione atte a ridurre il rischio nell'ambiente circostante allo stesso livello delle altre tecnologie utilizzate per il taglio.
La profondità del taglio del casing dipende da condizioni locali del pozzo, come il tipo di terreno e l'erosione del fondale marino.

B.3.4 **Abbandono temporaneo**

Abbandono temporaneo: Si definisce abbandono temporaneo lo stato del pozzo in cui il pozzo viene abbandonato e/o viene rimosso il sistema di controllo del pozzo con l'intenzione di riprendere le operazioni dopo un certo intervallo di tempo. [Norsok D-010]

In caso di abbandono temporaneo, definire e giustificare il periodo di sospensione. Descrivere le tipologie di barriere adoperate con una dimostrazione del mantenimento della loro integrità fino al riutilizzo del pozzo. Descrivere, inoltre, le metodologie di installazione e i sistemi di controllo di pressione adoperati per utilizzare nuovamente il pozzo in sicurezza. Nel caso in cui il pozzo sia ubicato in zone con attività di pesca o sottomarine, le teste pozzo e altri componenti presenti sul fondale devono essere protetti da eventuali interferenze esterne.

Informazioni pozzo e giacimento

Le tipologie e metodologie di misurazione e dati da fornire sono i medesimi di quelli descritti nel paragrafo B.3.3. Chiusura mineraria.

Ispezioni

Riportare il programma di ispezioni fisiche da effettuare periodicamente sul pozzo da sospendere. Riportare la frequenza delle ispezioni motivata in base allo stato del pozzo, alle condizioni del fondale marino e alle attività marine.

B.4. BARRIERE DI POZZO

Riportare una descrizione dettagliata delle tipologie di barriere e attrezzature di sicurezza utilizzate in ogni fase al fine di evitare la perdita di controllo del pozzo. Riportare inoltre il sistema di verifica adottato.

Le barriere del pozzo hanno lo scopo di separare e di impedire il passaggio di fluidi da una formazione ad un'altra o fino in superficie. Tali barriere si dividono in primarie e secondarie dove l'ultima interviene nel caso di mancato o non corretto funzionamento della prima.

Una barriera di pozzo deve essere progettata in modo tale da resistere alla massima differenza di pressione alla quale può essere esposta; inoltre:

- deve essere testata e verificata per il funzionamento e contro le perdite;
- nessun singolo guasto della barriera deve portare alla formazione di un flusso incontrollato dal pozzo verso l'ambiente esterno;
- deve essere effettuato il ristabilimento di una barriera persa o deve essere utilizzata una barriera alternativa;
- deve operare correttamente e resistere all'ambiente al quale può essere esposta nel tempo;
- la sua posizione e stato di integrità deve essere nota costantemente nel caso in cui fosse possibile monitorarla.

B.4.1 Caratterizzazione delle barriere in caso di chiusura mineraria

Numero di barriere

Specificare il numero di tappi utilizzato per ogni zona permeabile del pozzo e il tipo di *bridge plug* o *packer* utilizzato per il sostegno della barriera medesima.

Posizione della barriera

Riportare la posizione dei tappi di isolamento da inserire nel pozzo.

Spessore della barriera

Definire e giustificare le dimensioni e in particolare lo spessore delle barriere da inserire.

Lo spessore della barriera deve essere definito in base alle caratteristiche della formazione (impermeabilità e resistenza) ed alle condizioni della cementazione del casing.

B.4.2 Schema delle barriere

Come proposto dalla NORSOK D-010, si suggerisce di produrre lo schema delle barriere di pozzo per ogni fase operativa in cui si ha un cambiamento degli elementi che costituiscono la barriera.

B.4.3 Informazioni sulle barriere

Per ogni elemento di barriera rappresentato nello schema di cui al Paragrafo precedente, inserire tutte le informazioni necessarie a caratterizzarlo:

Di seguito si riporta un esempio della tabella per fornire le informazioni principali per ogni barriera:

Tabella n° -		
Informazioni	Note	Riferimenti
A. Descrizione	Descrizione dell'elemento di barriera a parole.	
B. Funzione	Descrizione delle principali funzioni dell'elemento di barriera.	
C. Progettazione, costruzione e selezione	Descrizione di: <ul style="list-style-type: none"> - Criteri di progettazione, come ad esempio massime condizioni di carico che l'elemento di barriera può sostenere ed altre requisiti funzionali per il periodo in cui verrà usato; - Requisiti costruttivi per come costruire l'elemento o i suoi componenti; - Per elementi di barriera già prodotti, selezione dei parametri per la scelta del componente corretto e metodo di assemblaggio nel pozzo. 	Nome del riferimento specifico
D. Verifica iniziale	Descrizione dei metodi per verificare che l'elemento di barriera sia pronto per l'utilizzo.	
E. Uso	Descrizione del corretto utilizzo dell'elemento di barriera al fine di mantenere la sua funzione e di prevenire danni durante l'esercizio.	
F. Monitoraggio	Descrizione dei metodi per verificare che l'elemento di barriera continui ad essere intatto e soddisfi i criteri di progetto/selezione durante l'uso.	
G. Modi di guasto	Descrizione delle condizioni che possono compromettere la funzione dell'elemento di barriera.	

B.4.4 Test di verifica

Tutti i test effettuati sull'elemento di barriera devono essere documentati ed approvati da una persona autorizzata, che può essere il perforatore, il supervisore o il curatore del servizio e dell'attrezzatura. I documenti per i test devono contenere almeno:

- il tipo di test:
 - test sulla pressione;
 - test di afflusso;
- impianti e componenti testati;
- data e ora.

B.4.5 Monitoraggio e sorveglianza

L'Operatore del pozzo deve definire i requisiti di monitoraggio e sorveglianza per assicurare che i pozzi stiano operando con le relative protezioni. In particolare, l'Operatore del pozzo deve definire la frequenza di monitoraggio e sorveglianza basata sul rischio e sulla conseguenza di rottura dell'elemento di barriera e la conseguente capacità di risposta.

Monitoraggio: Il monitoraggio è l'osservazione dei parametri operativi di un pozzo, ad esempio pressioni, temperature, portate, attraverso strumentazione, per assicurare che questi rimangano entro i limiti operativi.

Sorveglianza: La sorveglianza è la registrazione delle caratteristiche fisiche del pozzo, ad esempio spessore del casing, misurazioni, ispezione visiva, campionamento.

[ISO/TS 16530-2]

B.5. LIMITI OPERATIVI

L'Operatore deve identificare, per ogni operazione, i parametri operativi e specificare i limiti operativi per ogni parametro in modo tale che il pozzo non operi mai al di fuori di essi. I limiti operativi devono essere basati sulle specifiche dei componenti che costituiscono il pozzo con le loro caratteristiche di progetto e prestazione.

Definire in modo chiaro:

- La tipologia di parametri da monitorare;
- Come ogni parametro sia monitorato e registrato durante i periodi in cui il pozzo è operativo o sospeso;
- I requisiti per stabilire i limiti dei vari parametri;
- Azioni intraprese nel caso in cui il pozzo presenti dei parametri che superino le soglie considerate;
- Sistemi di sicurezza che sono necessari per non superare i limiti stabiliti.

- Esempi di parametri da monitorare sono i seguenti:
- *Pressione della testa pozzo;*
- *Portata di iniezione;*
- *Pressione dell'annulus;*
- *Composizione dei fluidi corrosivi iniettati o di produzione;*
- *Fluidi erosivi di iniezione o di produzione;*
- *Temperature operative;*
- *Movimenti della testa pozzo;*
- *Carichi ciclici limite per fatica di riser, casing, etc;*
- *Ratei di corrosione;*
- *Spessore del tubing, casing.*

C. SICUREZZA NELLE OPERAZIONI DI POZZO

La valutazione del rischio deve essere effettuata tenendo in considerazione tutti i rischi particolari associati alle operazioni di pozzo definite nella parte B. La valutazione del rischio è specifica dell'ambiente in esame e, quindi, del tipo di pozzo considerato e delle condizioni meteomarine presenti nell'area di studio. Occorre certamente tener conto dei rischi associati ai pericoli che si originano nel sottosuolo, alle condizioni climatiche e marine e alla presenza di altre operazioni di superficie o sottomarine combinate che possono dar luogo ad incidenti gravi.

Effettuare una valutazione del rischio del pozzo ha lo scopo di verificare che l'impianto o gli impianti connessi al pozzo specifico posseggano dei sistemi di controllo e sicurezza tali da ridurre al minimo accettabile il rischio connesso alle attività di pozzo e all'ambiente circostante.

C.1. CRITERI DI ACCETTABILITÀ DEL RISCHIO

Riportare i criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente che si intendono utilizzare per ogni tipologia di valutazione del rischio adottata. Tali criteri devono essere conformi a quelli adottati nella RGR per impianti non destinati alla produzione e, se diversi, dovrebbero essere concordati con l'Autorità Competente.

Le tipologie di criteri da poter utilizzare sono:

- Criteri di tipo quantitativo, attraverso la determinazione del valore IRPA (*Individual Risk Per Annum*) per il personale ed attraverso l'utilizzo di matrici di rischio semi-quantitative per l'ambiente;
- Criteri di tipo semi-quantitativo/qualitativo, attraverso l'utilizzo di matrici di rischio.

Indipendentemente dalla tipologia adottata, la verifica di tollerabilità del rischio dovrà essere condotta valutando il rischio cumulato su tutti gli scenari ipotizzabili e non sul singolo scenario.

Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 3: "Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente".

C.2. IDENTIFICAZIONE DELLE SOSTANZE PERICOLOSE COINVOLTE

Attraverso misurazioni di pozzo o, qualora non fosse ancora presente un pozzo, per mezzo di previsioni, effettuare una stima della potenzialità in termini di pressioni e portate del flusso di formazione e della sua possibilità di risalire in superficie o in un'altra formazione.

Effettuare una descrizione della composizione dei fluidi di pozzo rilevando la possibile presenza di sostanze pericolose come:

- Composti acidi;
- Composti corrosivi;
- Composti tossici;
- Composti cancerogeni;
- Composti infiammabili o esplosivi;
- Composti erosivi;
- Composti asfissianti;
- Sostanze incompatibili con altre presenti nel pozzo.

Per ogni tipologia di sostanza pericolosa identificata allegare la relativa scheda di sicurezza.

C.3. ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE

Specificare qualsiasi problema noto di sicurezza e ambientale connesso al tipo di pozzo e al tipo di attività specifica. Indicare le fonti, come banche dati nazionali ed internazionali, dalle quali sono state ricavate tali informazioni. Riportare anche le risultanze delle esperienze pregresse dell'Operatore. Descrivere, quindi, le problematiche tipiche riscontrate in passato e dimostrare come il progetto e la gestione del pozzo permettano di prevenire o gestire tali evenienze.

In particolare, fornire le informazioni su incidenti o quasi incidenti verificatisi nel pozzo, se esistente, o in pozzi limitrofi, riportando i dati di seguito indicati:

- Data e fonte di informazione;
- Localizzazione;
- Sostanze coinvolte;
- Informazioni sulle sostanze coinvolte (stato fisico, caratteristiche di pericolosità, quantità, etc.);
- Tipo di incidente;
- Cause dell'evento;
- Danni alle persone, specificando il numero di morti e feriti;
- Danni all'ambiente e danni materiali;
- Estensione degli effetti.

Relativamente a incidenti verificatisi in pozzi simili, riportare la sintesi dell'analisi di comparazione con il proprio pozzo, con indicazione dei possibili fattori migliorativi impiantistici e gestionali.

C.4. IDENTIFICAZIONE DEI PERICOLI

Devono essere identificati e descritti tutti i possibili pericoli per persone e ambiente connessi all'attività di pozzo e all'ambiente nel quale esso è localizzato. Per garantire una completa identificazione di tutti i possibili pericoli, è necessaria la consultazione con operatori, progettisti, strumentisti, processisti, manutentori, esperti HSE e se ritenuto appropriato, con fornitori e contrattisti. Dopo che sono stati identificati i pericoli, occorre valutare quali tra essi possano realisticamente essere considerati di possibili eventi iniziatori da trattare nella metodologia scelta di valutazione del rischio.

Definire la tipologia di metodologia di identificazione dei possibili pericoli associati alle persone e all'ambiente.

Nell'applicazione di tali tecniche vanno identificati tutti i pericoli presenti e gli eventi che possono scatenarli (eventi iniziatori), considerando:

- Errori umani;
- Errori nelle procedure operative;
- Eventi esterni;
- Guasti tecnici ed errori SW.

C.4.1 Errori umani e delle procedure operative

Definire la metodologia di identificazione dei pericoli associata ad errori operativi commessi durante le attività di pozzo. Le metodologie suggerite possono essere la JHA (*Job Hazard Analysis*), il Driller's HAZOP o la metodologia HEART (*Human Error Assessment & Reduction Technique*). Per maggiori dettagli fare riferimento all'Allegato 4: "Metodi di analisi del rischio".

C.4.2 **Eventi esterni**

Definire tutti i possibili eventi esterni che possano determinare l'insorgenza di un rischio per persone o ambiente.

A titolo di esempio si riporta un elenco non esaustivo dei possibili incidenti provocati da eventi esterni:

- Incidenti che coinvolgono *pipelines* o piattaforme operanti nei pressi;
- Incidenti che coinvolgono natanti in transito;
- Incidenti dovuti ad eventi naturali quali: sismi, onde, venti, fulmini, ...;
- Incidenti dovuti ad impatti (*vessel*, elicottero).

Per l'identificazione di tali pericoli si farà riferimento al parere di esperti nel settore, ai dati storici delle condizioni meteomarine raccolti negli ultimi anni, all'utilizzo di metodologia HAZID descritta nell'Allegato 4: "Analisi di rischio".

C.4.3 **Guasti tecnici ed errori SW**

Per l'identificazione di pericoli relativi ai guasti del circuito fanghi si farà riferimento alla metodologia HAZOP. Per guasti dei sistemi di sollevamento e barriere di pozzo si può fare utilizzo invece dell'analisi FMECA. Tali metodologie sono descritte nell'Allegato 4: "Analisi di rischio". Nel caso di componenti del pozzo, si può anche fare uso dei limiti operativi descritti nel capitolo B per identificare possibili rischi per la salute umana e l'ambiente.

C.4.4 **Raggruppamento degli eventi pericolosi**

Effettuare un raggruppamento degli eventi pericolosi identificati tramite le metodologie definite in precedenza. Gli eventi pericolosi dovranno includere almeno:

- *Blowout*;
- Rilascio non voluto di idrocarburi e di sostanze tossiche;
- Incendi;
- Esplosioni;
- Perdita del controllo del pozzo o guasto delle barriere del pozzo;
- Guasto degli elementi critici della sicurezza;
- Perdita significativa dell'integrità strutturale o perdita delle protezioni contro esplosioni e incendi;
- Collisioni;
- Incidenti con elicotteri;
- Caduta oggetti;
- Incidenti con la gru;
- Incidenti rilevanti per l'ambiente;
- Problemi di pozzo che non comportano *Blowout*.
- Perdita di stabilità;
- Cedimenti strutturali.

C.5. **VALUTAZIONE DEL RISCHIO**

Indicare, per ogni tipologia di evento pericoloso individuato, la metodologia di analisi da adottare per effettuare la valutazione del rischio.

La scelta della tipologia di analisi di rischio dipende da:

- Livello di rischio e rispetto dei limiti di tollerabilità;
- Complessità del sistema esaminato: se più complesso, occorrono maggiori informazioni per ottenere una stima più precisa del rischio.

Un modo di procedere potrebbe essere quello di partire da una analisi semplificata in cui la valutazione effettuata assume una natura di tipo cautelativo. Se tale rischio risulta accettabile, è possibile arrestare il processo, in caso contrario si procede con un'analisi più complessa.

Ad ogni modo, in generale, si raccomanda di applicare due livelli di approfondimento della metodologia: semplificata e media. Si suggerisce di adottare una metodologia di analisi Media nel caso di valutazione del rischio di *Blowout* e di rilascio di H₂S in atmosfera nel caso in cui la concentrazione di idrogeno solforato nei fluidi prodotti dall'impianto sia uguale o superiore a 100 ppm (IDLH) rispetto alla frazione gas/vapore che si avrebbe in caso di rilascio in atmosfera. Si suggerisce invece di adottare una metodologia di analisi Semplificata per la valutazione di tutti gli altri rischi esaminati. Per motivate circostanze, l'Operatore può comunque concordare con l'Autorità Competente una tipologia di analisi differente da quelle proposte.

Per valutare i rischi, l'Operatore dovrà considerare e analizzare tutti gli scenari ritenuti credibili che possano generarsi a seguito dell'accadimento degli eventi iniziatori individuati.

Analisi semplificata

Nel caso di esecuzione di un'analisi di rischio semplificata, l'Operatore riporterà tutte le analisi svolte per il pozzo in esame, utilizzando il metodo qualitativo adatto e mettendo in evidenza i risultati ottenuti.

I metodi suggeriti comprendono l'applicazione di HAZOP, HAZID, *Drillers' HAZOP*, HEART, con la valutazione del livello di rischio attraverso l'implementazione della metodologia *Bow tie* oppure LOPA per tutti gli scenari ritenuti critici a seguito dell'identificazione dei pericoli.

Nel caso di analisi semplificata è richiesto di effettuare una valutazione qualitativa (mediante indici) oppure semi-quantitativa (mediante intervalli di ordini di grandezza) delle frequenze di accadimento ed una valutazione qualitativa del danno.

Per la stima del danno, i principali fenomeni di cui occorre tener conto riguardano il rilascio di idrocarburi che possono condurre a:

- Dispersione di sostanze pericolose (infiammabili e, talvolta, tossiche);
- Incendi;
- Esplosioni.

Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 4: "Analisi di rischio".

Analisi media

Nel caso di esecuzione di un'analisi di rischio media, l'Operatore riporterà tutte le analisi svolte per l'impianto in esame, utilizzando un metodo semi-quantitativo.

I metodi suggeriti comprendono l'applicazione di metodologie quali *Bow tie* o LOPA per tutti gli scenari ritenuti critici a seguito dell'identificazione dei pericoli. Nel caso di analisi media è richiesto di effettuare una valutazione qualitativa del danno ed una valutazione quantitativa della frequenza di accadimento degli scenari incidentali. La valutazione della frequenza di accadimento degli scenari dovrà prevedere una stima quantitativa della frequenza di accadimento delle cause che conducono allo scenario analizzato ed una stima delle indisponibilità e/o inaffidabilità delle barriere di protezione e/o mitigazione prestando particolare attenzione alle dipendenze tra i guasti. Nel caso di *Blowout*, per la determinazione delle indisponibilità/inaffidabilità delle barriere di pozzo si può fare riferimento alle metodologie FTA o RBD descritte nell'Allegato 4: "Analisi di rischio" oppure dei diagrammi delle barriere di pozzo facendo uso degli schemi di barriere definiti nella parte B.

Le frequenze degli eventi iniziatori e le indisponibilità degli impianti possono essere stimati utilizzando banche dati di settore: alcuni riferimenti sono riportati nel box seguente.

Esempi di fonti da utilizzare per ricavare informazioni sulle frequenze, indisponibilità e inaffidabilità sono:

PERICOLO	FONTE RACCOMANDATA
<i>Perdita di processo</i>	<i>HSE Leak and Ignition Data base, Offshore Hydrocarbon Releases, 1992-99, OTO 1999 079, January 2000</i> <i>HCLIP</i>
<i>Perdita nel riser</i>	<i>PARLOC 96, The update of loss of containment data for offshore pipelines, AME Ltd</i>
<i>Blowout</i>	<i>SINTEF Blowout database, report SFT38 F00431</i>
<i>Collision</i>	<i>COAST traffic database</i>
<i>Helicopter transportation</i>	<i>SINTEF Helicopter Safety Study, Rev.2, 15.12.1999</i>
<i>Generale</i>	<i>WOAD, Worldwide Offshore Accident Data, DNV</i>
<i>Sistemi di sicurezza</i>	<i>OREDA, Offshore Reliability Data, SINTEF, Safety and reliability Department.</i>

Per la stima del danno, i principali fenomeni di cui occorre tener conto riguardano il rilascio di idrocarburi che può condurre a:

- Dispersione di sostanze pericolose;
- Incendi;
- Esplosioni.

Il modello da utilizzare per la stima delle conseguenze dipende dal livello di accuratezza dello studio.

Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 4: "Analisi di rischio".

C.6. DIMOSTRAZIONE ALARP

Effettuata la valutazione del rischio, riportare la dimostrazione ALARP descrivendo la metodologia e le considerazioni prese in esame.

Suggerimenti per la dimostrazione ALARP sono riportati nell'Allegato 3: "Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente".

Qualora la dimostrazione ALARP richiedesse modifiche legate alla struttura o ai sistemi di controllo e sicurezza o alla gestione dell'impianto utilizzato per le operazioni di pozzo, occorre preparare una RGR modificata per modifiche sostanziali dell'impianto. In questo caso fare riferimento al Cap. 6.

C.7. ELEMENTI CRITICI DELLA SICUREZZA E STANDARD DELLE PRESTAZIONI

Per quanto riguarda gli impianti coinvolti nelle operazioni di pozzo, è fondamentale individuare ed elencare nella Relazione tutti gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente. Essi possono essere individuati attraverso l'HAZOP/HAZID sviluppato nella valutazione del rischio (all'interno dell'Allegato 5 è presentata una tabella non esaustiva di alcuni elementi critici).

L'Allegato 5 fornisce, inoltre, indicazioni sulla gestione degli elementi critici.

C.7.1 Mezzi di verifica (schede di verifica) (verification scheme)

Riportare i mezzi di verifica adottati per descrivere la gestione degli elementi critici.

L'Operatore si può avvalere dell'esempio riportato nell'Allegato 5 oppure presentare una propria metodologia, dimostrando che sia in linea con quanto richiesto dal D.Lgs. 145/2015.

Riportare le schede di verifica compilate, fornite delle descrizioni dei criteri di prestazione adottati.

Il verificatore indipendente, analizzando le schede e fornendo certificazioni o raccomandazioni, offrirà una garanzia indipendente che la progettazione dei pozzi e le relative misure di controllo siano adeguate per tutte le condizioni previste, che il programma di esami e collaudi degli stessi elementi critici sia adeguato e che tale programma sia mantenuto aggiornato e in esercizio come previsto.

D. GESTIONE DELLE EMERGENZE

Il piano di emergenza adottato deve garantire:

- La tutela dell'incolumità pubblica, della salute e della sicurezza dei lavoratori;
- La salvaguardia e la protezione dell'ambiente;
- I principi e i valori della sostenibilità ambientale;
- Il miglioramento continuo della qualità nei processi, servizi e prodotti dalle proprie attività e operazioni;
- Di assicurare la corretta e rapida informazione su situazioni critiche;
- Di attivare risorse e mezzi al fine di organizzare efficacemente, in tempi brevi, l'intervento.

Fornire una descrizione del sistema di gestione dell'emergenza facendo riferimento al tipo di operazione di pozzo considerata e ai relativi scenari incidentali evidenziati durante l'analisi di rischio.

Fare riferimento al sistema di gestione dell'emergenza descritto nell'RGR dell'impianto o degli impianti collegati al pozzo in esame. Descrivere il sistema di risposta in caso di emergenze e in caso di incidenti ambientali non riportati nella Relazione grandi rischi.

Definire come devono essere coordinati i sistemi di gestione delle emergenze dell'Operatore e del Proprietario dell'impianto non destinato alla produzione al fine di garantire in qualsiasi momento il controllo efficace dei grandi rischi.

Il piano interno di risposta alle emergenze deve includere:

- Posizione delle persone che intraprendono e che dirigono le procedure di risposta alle emergenze;
- Disposizioni per fornire un precoce allarme per incidenti rilevanti ad autorità esterne e per coordinare risposte interne ed esterne.
- Descrizione di tutti i possibili eventi che possono determinare un incidente rilevante non descritti nella RGR;
- Descrizione di azioni per controllare eventi/condizioni e limitare le loro conseguenze;
- Descrizioni delle apparecchiature e delle risorse disponibili;
- Disposizioni per limitare il rischio a persone/ambiente includendo allarmi e le azioni da compiere;
- Disposizioni per formare il personale nei compiti che devono affrontare;
- Disposizioni in caso di operazioni combinate, coordinando fughe, evacuazioni e salvataggio tra le installazioni;
- Disposizioni per limitare il rischio ambientale;
- Descrizione dell'attrezzatura e delle risorse disponibili per arrestare ogni possibile rilascio;
- Definizione delle responsabilità e dei ruoli del team di emergenza;
- Descrizione dei punti di raccolta e rifugi temporanei utilizzati durante le emergenze;

- Descrizione e posizionamento delle luci di emergenza e indicatori di fuga.

Il contenuto di questo paragrafo è descritto in dettaglio al CAP. 3 delle Linee Guida “Relazione grandi rischi per un impianto di produzione”, sezione D “Gestione delle emergenze”.

CAP. 8: Comunicazione di nuovo progetto o trasferimento

Ai sensi dell'Art. 11 del D.Lgs 145/2015, l'Operatore prima di svolgere operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, nel caso di un impianto di produzione pianificato, deve presentare una "Comunicazione di nuovo progetto" in conformità ai requisiti dell'All. I par. 1.

Deve altresì presentare una "Comunicazione" sia nel caso di trasferimento dell'impianto in un nuovo sito di produzione dove sarà messo in produzione sia nel caso di trasformazione di un impianto non di produzione in un impianto di produzione.

La Comunicazione per nuovo impianto di produzione precede la Relazione grandi rischi, mentre la Comunicazione per trasferimento per produzione in altro sito o conversione da non produzione a produzione precede la Relazione grandi rischi modificata.

Nel caso di Comunicazione per trasferimento di un impianto esistente, tutte le informazioni richieste nel seguito andranno riferite all'impianto nelle condizioni "as built" e non ai criteri di progettazione seguiti, tranne che per gli adattamenti che si renderanno necessari per garantire l'operatività in condizioni di sicurezza nel nuovo sito.

8.1 CONTENUTI ED INDICE DELLA COMUNICAZIONE DI NUOVO PROGETTO O DI TRASFERIMENTO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE

La Comunicazione, sottoscritta dall'Operatore, deve includere come minimo i contenuti presentati nei paragrafi che seguono.

Occorre prevedere un paragrafo iniziale denominato "**Sintesi**", in cui si riassumano brevemente le informazioni principali dell'impianto includendo, a titolo di esempio:

- Breve descrizione dello scopo, se nuovo impianto di produzione o trasferimento o conversione, e dati identificativi del progetto;
- Breve descrizione del giacimento;
- Breve descrizione delle fasi progettuali;
- Per impianto nuovo: breve descrizione della soluzione progettuale selezionata;
- Per trasferimento/conversione: breve descrizione dell'installazione che includa: dati anagrafici dell'impianto (nome, nuove coordinate, nome dell'Operatore e dei responsabili etc), dati di base per: volumi presenti di sostanze pericolose, sistemi di sicurezza (principi di *layout*, separazione e segregazione, sistema rilevazione incendio ed esplosione, sistemi di controllo, scarichi di emergenza e blocco impianto, sistema protezione attiva e passiva, generazione elettrica di emergenza, comunicazione ed illuminazione, rifugi temporanei, fuga ed evacuazione, imbarcazioni di supporto, etc);
- Principi della Gestione della Sicurezza;
- Informazioni sui potenziali pericoli di incidenti gravi;
- Risultati principali della valutazione del rischio;
- Risultati della dimostrazione ALARP.

Prevedere, poi, una "**Guida alla lettura**" della Relazione per illustrare le macro-sezioni, ad esempio:

Sezione A: questa sezione contiene lo scopo del progetto (Nuovo progetto o Trasferimento o Conversione), la descrizione dell'impianto e delle condizioni dell'area nell'ubicazione prevista, la descrizione delle fasi progettuali relative alle operazioni e ai sistemi di produzione;

Sezione B: questa sezione contiene la descrizione della tipologia delle operazioni da effettuarsi soggette a grandi rischi e i sistemi di gestione da adottarsi;

Sezione C: questa sezione è dedicata all'analisi di rischio;

Sezione D: questa sezione contiene la descrizione generale della gestione della sicurezza e dell'ambiente.

Prevedere, poi, un paragrafo **“Conclusioni”** in cui si dichiara che:

- Sono stati identificati tutti i pericoli;
- I rischi associati sono stati valutati con un metodo di analisi di rischio adeguato, riconosciuto e concordato con l'Autorità preposta;
- La progettazione ha identificato e adottato tutte le misure per ridurre il rischio per le persone e per l'ambiente al minimo livello ragionevolmente prevedibile (ALARP).

Dopo questo testo con la funzione di Sommario Esecutivo, seguirà la Comunicazione vera e propria. Di seguito si riporta l'indice, con le informazioni minime per redigere una corretta e completa Comunicazione. L'utilizzatore è chiamato a completare i sotto paragrafi con le informazioni inerenti il proprio impianto di produzione.

INDICE

A. Dati identificativi, fasi di progetto, ubicazione, analisi delle alternative e descrizione dell'impianto di produzione

- A.1. Dati generali;
- A.2. Fasi del progetto;
- A.3. Alternative progettuali e descrizione della soluzione adottata;
- A.4. Localizzazione dell'impianto di produzione;
- A.5. Descrizione dell'impianto di produzione e rapporto di processo;

B. Gestione della sicurezza dell'impianto

- B.1. Politica di prevenzione degli incidenti gravi (*major accident prevention policy*);
- B.2. Sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente;
- B.3. Descrizione delle operazioni dell'impianto.

C. Sicurezza dell'impianto

- C.1. Criteri di sicurezza nella progettazione;
- C.2. Analisi dell'esperienza storica incidentale;
- C.3. Identificazione e valutazione dei rischi (*risk assessment*);
- C.4. Elementi critici della sicurezza e standard delle prestazioni.

D. Gestione delle emergenze

- D.1. Scenari incidentali di riferimento;
- D.2. Piano di emergenza;
- D.3. Segnaletica di emergenza;
- D.4. Rifugio temporaneo, evacuazione, fuga e soccorso (*temporary refuge, evacuation, escape and rescue*).

8.2 LINEE GUIDA PER LA COMUNICAZIONE DA PRESENTARE RELATIVAMENTE AL PROGETTO O AL TRASFERIMENTO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE AI SENSI DEL D.LGS. 145/2015 (ALL.I PAR.1)

A. DATI IDENTIFICATIVI, FASI DEL PROGETTO, UBICAZIONE ANALISI DELLE ALTERNATIVE E DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

Le informazioni da inserire all'interno della Comunicazione dovrebbero includere tutte le caratteristiche riguardanti:

- il progetto, chiarendo se questo sia relativo ad un nuovo impianto o se riguardi un trasferimento o una trasformazione dell'installazione,
- l'impianto e il sistema,
- la localizzazione e le caratteristiche dell'ambiente circostante,
- tutte le attività per cui è stato progettato e che saranno da svolgere nell'impianto, o in connessione con esso, in modo da collegarle con i pericoli che presentino un potenziale di causare un incidente grave.

La Comunicazione dovrebbe strutturare le informazioni in modo chiaro tale da dimostrare che le richieste del Decreto siano corrisposte. Riferimenti a documenti non disponibili non sono ritenuti accettabili.

Nel caso in cui i documenti richiesti siano stati sviluppati per altri adempimenti legislativi, essi potranno essere semplicemente richiamati.

Il Decreto richiede, inoltre, che i codici, le norme e le linee guida pertinenti utilizzati per la costruzione e la messa in servizio dell'impianto siano citati all'interno della Comunicazione.

L'Operatore deve fornire almeno i seguenti elementi utili all'identificazione e alla descrizione dell'impianto.

A.1. DATI GENERALI

A.1.1 Scopo del progetto

Riportare gli estremi di identificazione del Progetto. Riportare inoltre eventuali dati relativi alle autorizzazioni ottenute e specificare se la Comunicazione riguarda un impianto nuovo, un impianto esistente da trasferire o impianto esistente da convertire.

A.1.2 Informazioni relative all'Operatore

Riportare il nome e l'indirizzo (sede legale) dell'Operatore dell'impianto.

Operatore: *il licenziatario autorizzato dall'autorità preposta al rilascio delle licenze a condurre operazioni in mare e di pozzo nel settore degli idrocarburi, in qualità di rappresentante unico [Art. 2 comma 1 lettera cc)].*

A.1.3 Denominazione e ubicazione

Indicare la denominazione e l'ubicazione dell'impianto, riportando le coordinate geografiche.

A.1.4 Definizione dei limiti di batteria dell'impianto

Indicare quali elementi siano compresi nei limiti di batteria dell'impianto in esame, ad esempio: singolo impianto, più impianti collegati da ponti o sealines (si veda par. 1.5 del CAP. 1).

A.1.5 Responsabili progettazione degli impianti

Indicare i responsabili della progettazione degli impianti e dei depositi, indicandone il tipo di qualifica professionale e le esperienze possedute nel campo.

A.1.6 Responsabile della Comunicazione presentata e qualifica/esperienza professionale

Indicare il responsabile della stesura della Comunicazione presentata, la sua qualifica professionale e le sue esperienze nel campo, nonché la/le persona/e fisica/che e/o giuridica/che e le organizzazioni che hanno partecipato alla stesura del documento.

A.2. FASI DEL PROGETTO

A.2.1 Pianificazione del progetto

L'Operatore deve inserire la data d'inizio e fine di tutte le fasi temporali significative per il progetto.

Il programma proposto dovrebbe essere redatto in una forma che permetta rapidi aggiornamenti e variazioni. Per ciascuna fase devono essere forniti le date, gli eventuali diagrammi, e le tabelle o equivalenti e possono eventualmente essere messi a disposizione anche in allegato.

Si riporta esclusivamente a titolo di esempio una tabella idonea alla rappresentazione del programma:

Attività	2019				2020				2021			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
Studi di fattibilità	X											
Progettazione concettuale		X	X									
Ingegneria di processo e dei sistemi				X	X	X						
Ingegneria di dettaglio						X	X	X				
Costruzione								X	X	X	X	
Avviamento ed esercizio iniziale												X
.....												

A.2.2 Codici, Norme e Legislazione del Progetto

Riportare i codici e le norme tecniche di riferimento utilizzate in sede di progetto e la Legislazione a cui il progetto stesso deve ottemperare.

A.3. LOCALIZZAZIONE DELL' IMPIANTO DI PRODUZIONE

A.3.1 Posizione e cartografia, planimetrie e sezioni dell'installazione

Nel caso di un nuovo progetto, riportare tutte le informazioni cartografiche e i disegni atti a caratterizzare la posizione dell'impianto, la disposizione orizzontale e verticale delle strutture e delle apparecchiature. Nel caso di nuovo progetto di FPSO riportare le sezioni dello scafo.

Nel caso di un impianto esistente che debba essere trasferito, indicare, in aggiunta, la nuova posizione prevista per l'impianto.

Nel caso di impianto esistente che debba essere convertito, indicare la nuova disposizione orizzontale e verticale delle strutture e delle apparecchiature evidenziando le variazioni rispetto all'impianto preesistente.

Le informazioni che dovrebbero figurare sono:

- Sezioni longitudinali/elevazioni dell'impianto con viste Nord/Sud/Est/Ovest (le più significative);
- *Layout* generale se in presenza di più impianti installati con relativi collegamenti;
- Percorsi e *Layout* generale delle condotte sottomarine;
- Mappa cartografica;
- Coordinate.

Riportare tutti i vincoli e le limitazioni alla navigazione entro l'area di sicurezza, definita a norma dell'Art. 2, comma 1 lettera uu) del D.Lgs. n. 145/2015 come entro 500 metri dall'impianto. Entro l'area di sicurezza devono essere descritti eventuali dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure impiegate per impedire l'accesso a tutte le persone non autorizzate e per impedire la navigazione di tutte le imbarcazioni non collegate all'attività di impianto.

Inserire inoltre informazioni sulla presenza di installazioni vicine che potrebbero avere impatti dalla presenza dei mezzi operativi, di appoggio, di sollevamento e rimozione e loro movimentazione.

A.3.2 Informazioni sul fondo marino e sottosuolo (*Seabed and subsoil information*)

Riportare le informazioni e la cartografia atta a descrivere le caratteristiche del fondo marino e del giacimento, con annessi grafici e tabelle, mettendo in luce tutti i fattori che potrebbero modificarne le specificità.

Le informazioni necessarie dovrebbero includere:

- Dati del suolo e fondazioni: presentati in forma di tabella, come di seguito indicata

Formazione	Profondità [m]	Descrizione	Peso unità sommersa [kN/m ³]	Sforzo di taglio di progetto [undrained] [kPa]	Angolo attrito interno [°]

- Dati sismici

Dati riferiti ai 100 anni e 1000 anni

[Riferimento: API RP 2A - *Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design*]

- Informazioni sul giacimento: dati geologici, stratigrafia, dati stima di volumi di olio/gas del giacimento.

A.3.3 Dati ambientali e limitazioni

Dati Ambientali

Inserire i dati di base ambientali utilizzati per la progettazione delle apparecchiature e delle strutture quali temperatura, pressione, umidità e irraggiamento solare.

A titolo di esempio (la lista delle informazioni riportate è puramente indicativa e non deve essere considerata come esaustiva):

- Ambiente marino: corrosivo;
- Temperatura minima assoluta aria ambiente $-10.2^{\circ}\text{C}^{(1)}$;
- Temperatura minima media mensile aria ambiente: $+5.1^{\circ}\text{C}$;
- Temperatura massima assoluta aria ambiente: $+37.5^{\circ}\text{C}$;
- Temperatura massima media mensile aria ambiente: $+23.9^{\circ}\text{C}$;
- Umidità relativa (massima): 86%;
- Velocità del vento di progetto per 1 minuto: 126 km/h (periodo di ritorno 1 anno);
- Velocità del vento di progetto per 1 minuto: 194.4 km/h (periodo di ritorno 100 anni);
- Velocità del vento di progetto per il calcolo della radiazione termica delle fiaccole: $43.2 \text{ km/h}^{(2)}$;
- Velocità del vento di progetto per il calcolo della rad. del purge burner: $\sim 37 \text{ km/h}^{(3)}$;
- Temperatura acqua di mare:
 - o Superficie (min./media/max.): $5.9 / 15.3 / 28.3^{\circ}\text{C}$;
 - o Fondo (min./media/max.): $6.9 / 12.6 / 18.3^{\circ}\text{C}$;
- Salinità acqua di mare:
 - o Superficie (min./media/max.): $33.56\text{‰} / 37.06\text{‰} / 38.29\text{‰}$;
 - o Fondo (min./media/max.): $37.14\text{‰} / 38.06\text{‰} / 38.35\text{‰}$;
- Densità acqua di mare:
 - o Superficie (min./media/max.): $1018.37\text{kg/m}^3 / 1026.14\text{kg/m}^3 / 1029.47\text{kg/m}^3$
 - o Fondo (min./media/max.): $1025.75\text{kg/m}^3 / 1027.35\text{kg/m}^3 / 1029.37\text{kg/m}^3$;
- Precipitazioni mensili (max): 114 mm/mese;
- Terremoti:
 - o Terremoti intensi rari: $\text{PGA (RIE level)} = 0.21 \text{ g (design)}$;
 - o SLE (*Strength level earthquake*) terremoti: $\text{PGA (SLE level)} = 0.12 \text{ g}$.

Note:

(4) Valore ambientale estremo della temperatura;

(5) Valore conservativo in accordo alle API 521 (9 m/s) più 20% di *overdesign*;

1. Valore raccomandato per le operazioni di avviamento, per valori più alti le operazioni non sono ammesse.

Dati aggiornati sulle condizioni meteomarine

Riportare i dati sulle condizioni meteorologiche includendo almeno:

- la velocità e la direzione dei venti;
- l'altezza e la frequenza delle onde;
- la presenza di correnti e la loro velocità e direzione;
- la profondità e la variazione del livello marino a causa di fenomeni di maree.

Questi dati potranno essere reperiti dai documenti relativi alle pratiche ambientali (D.Lgs. n. 152) ed essere coerenti con essi.

L'Operatore, qualora non disponesse di tutte le informazioni necessarie per il presente paragrafo, relative ad eventi naturali esterni che possono causare un incidente grave, allega quelli disponibili presso le Amministrazioni Pubbliche con indicazione esplicita della fonte.

Dati storici sulle condizioni meteomarine

Fornire i dati aggiornati sulle condizioni metereologiche prevalenti per la zona con particolare riferimento alla velocità, alla direzione dei venti e alle condizioni di stabilità atmosferica e dati storici relativi ad un periodo di almeno 5 anni, evidenziando eventuali ripercussioni sulla sicurezza.

A.3.4 Aree sensibili

Riportare la presenza di aree sensibili dal punto di vista ambientale con le relative mappe. Nell'individuazione di tali aree devono essere prese in considerazione come minimo:

- Riserve marine;
- Aree protette dalla legislazione italiana e dalle convenzioni internazionali (per esempio RAMSAR);
- Aree di importanza comunitaria ovvero siti inclusi nella rete Natura 2000;
- Zone di tutela biologica;
- Aree ad interesse socio-economico-culturale che includano almeno le aree turistiche incluse, le spiagge "Bandiera blu" e gli stabilimenti balneari, acquacolture e allevamenti ittici.

A.4. ALTERNATIVE PROGETTUALI E DESCRIZIONE DELLA SOLUZIONE ADOTTATA

A.4.1 Descrizione della tecnologia di base adottata nella progettazione del processo (BAT)

Descrivere le tecnologie di base adottate nella progettazione dei processi, per esempio con riferimento alle migliori tecniche disponibili (BAT) concernenti la raffinazione di petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/EU del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alle emissioni industriali.

A.4.2 Alternative progettuali

L'Operatore deve riportare le alternative tecniche applicabili al progetto, fornendo possibilmente una analisi dei vantaggi e degli svantaggi.

Si riporta a titolo di esempio una tabella "tipo":

	<i>Vantaggi</i>	<i>Svantaggi</i>
Tipologia di deck		
<i>Grigliato</i>	<i>Migliore aerazione</i>	<i>Comunicazione diretta tra un deck e quelli superiori ed inferiori</i>
<i>Lamiera</i>	<i>Migliore separazione aree di processo</i>	<i>Possibile formazione di accumulo di gas infiammabile</i>
Candela		
<i>Spenta</i>
<i>Accesa</i>
Protezione contro la sovrappressione		

Valvole di sicurezza
HIPPS

Nel caso di FPSO, riportare le relative ipotesi alternative, come, ad esempio:

Posizionamento Torretta		
A prua
Al centro

A.4.3 Soluzione selezionata applicata al progetto

L'Operatore, sulla base dell'analisi svolta in merito ai vantaggi e agli svantaggi, riporta le scelte effettuate evidenziandone le ricadute ai fini della valutazione dei grandi rischi, anche in considerazione dell'ubicazione dell'installazione oltre che del processo in esame.

L'Operatore, in questo contesto, deve evidenziare, inoltre, le caratteristiche primarie di controllo del rischio, sulla base delle selezioni operate.

A.5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE E RAPPORTO PRELIMINARE DI PROCESSO

Riportare la descrizione e i dati di progetto dell'impianto con riferimento alla configurazione disponibile più aggiornata.

A.5.1 Documenti ingegneria strutturale

Riportare i documenti inerenti la parte di progetto legato alle strutture.

Le informazioni minime che dovranno figurare includono:

- Criteri di progettazione strutturale;
- Studi specifici e disegni tecnici della disciplina necessari allo sviluppo del progetto (Analisi: statica, a fatica, dinamica e sismica, battitura pali e tubi guida, pali di fondazione, caricamento trasporto e sollevamento; dimensionamenti sistemi protezione catodica; verifiche riser e supporti, etc.);

A.5.2 Descrizione generale dell'impianto

Nel caso di un nuovo progetto di impianto di produzione, riportare le informazioni di base sulla tipologia dell'impianto, le connessioni, il tipo di presidio. Riportare, inoltre, se si tratti di un cluster oppure di impianto singolo.

Una possibile impostazione potrebbe essere, a titolo di esempio:

La piattaforma [nome e tipologia], adibita alla produzione di gas, è inserita nel contesto del mare [nome] a circa ... km dalla costa italiana La profondità dell'acqua è di circa ... metri.

L'estrazione del gas del campo [nome] sarà realizzata mediante una piattaforma del tipo..... i pozzi perforati sarannoa doppio/singolo completamento.

La piattaforma sarà progettata in modo tale da raggiungere i seguenti obiettivi:

- Produzione e trattamento gas dai pozzi;
- Trasferimento del gas alla piattaforma mediante

- *Trattamento dell'acqua di strato ;*
- *Ricevimento di glicole mediante sealine da 3" da.....;*
- *Vita operativa della piattaforma: ...;*
- *Filosofia di presidio [specificare i tempi previsti di presenza a bordo].*

Nel caso di nuovo progetto di FPSO, una possibile impostazione potrebbe essere, a titolo di esempio:

La FPSO [nome] [di nuova costruzione o riconvertita] a doppio scafo/fondo sarà adibita alla produzione e allo stoccaggio di olio mediante [numero e volume di] cisterne, e sarà inserita nel contesto del mare [...] a circa ... km dalla costa Italiana....;

La profondità dell'acqua è di circa ... metri.

L'unità sarà mantenuta in posizione mediante [tipologia sistema], per mezzo di una torretta posizionata [a prua/al centro] della nave.

L'olio verrà trasferito mediante una boa di scarico a [general trading tanker/dedicated shuttle tanker] attraverso la tecnica [...].

Riportare lo schema di processo semplificato con bilancio di materia ed energia e con i casi dimensionanti secondo i profili di produzione del progetto (piano di produzione atteso nella vita dell'impianto), sulla base dei limiti di batteria del progetto.

Nel caso di trasferimento di un impianto di produzione, oltre alla descrizione generale del processo, riportare le informazioni rilevanti sulla sua idoneità al nuovo processo produttivo. In particolare, le caratteristiche di progetto (temperatura, pressione, materiali, etc.) devono essere idonee alle nuove condizioni operative dell'impianto.

Nel caso di conversione di un impianto non destinato alla produzione in impianto produttivo, riportare le informazioni di base sull'assetto finale, elencando tutte le modifiche apportate, quali apparecchi/strutture siano state convertite, e le informazioni rilevanti sull'idoneità al nuovo processo, con le caratteristiche di progetto (temperatura, pressione, materiali, etc.), e le nuove condizioni operative.

A.5.3 Sistemi di processo (process system)

Fornire una descrizione generale del processo di produzione, indicando i parametri di processo (temperatura, pressione e portata), le principali apparecchiature (serbatoi, scambiatori di calore, pompe, compressori, colonne, etc.), i collegamenti tra le stesse e la principale strumentazione di controllo (indicatori, allarmi e blocchi, valvole di sicurezza, etc.).

Riportare l'elenco delle unità di processo previste nel progetto o nell'impianto convertito o nell'impianto da trasferire, e una breve descrizione focalizzata sugli aspetti rilevanti per la sicurezza.

Un possibile elenco potrebbe comprendere, a titolo di esempio:

- *Teste pozzo (anche sottomarine): numero di teste pozzo, tipo di completamento, sistema di controllo e blocco, profondità, eventuali installazioni future;*
- *Iniezione additivi chimici: tipi di additivi utilizzati, punti di iniezione; depositi impianti per l'iniezione di sostanze chimiche nelle condotte e impianto di distribuzione di liquidi biocidi;*
- *Sistema trappola di ricevimento e arrivo gas slug-catcher: numero e collegamenti;*
- *Trappole di lancio e/o ricevimento: numero e collegamenti (anche pig);*
- *Collettori: numero di collettori (alta, media pressione, test) inclusi sistemi di pompaggio o compressione dell'olio e del gas;*

- Separatori olio/gas: numero separatori, pressioni operative e funzioni (flash alta /media pressione, test);
- Trattamento del greggio: tecnologia prescelta;
- Trasporto e deposito greggio (stabilizzazione);
- Sistema disidratazione gas;
- Trattamento scarichi di fondo colonna e separatori;
- ...

Nel caso di FPSO, l'elenco potrebbe includere anche:

- Riser;
- Torretta rotante
- Stoccaggio del greggio nelle cisterne di carico;
- Sistema di scarico (*offloading system*).

NOTA: per tutti i sistemi occorre descrivere i criteri di progetto di eventuali ridondanze, le modalità di controllo ed alimentazione, nonché le eventuali logiche "fail safe".

A.5.4 Sistemi ausiliari (*utility systems*)

Riportare l'elenco e la descrizione dei sistemi ausiliari previsti nel progetto o presenti nell'impianto da trasferire.

Possibili sistemi ausiliari che potrebbero essere presenti comprendono, a titolo di esempio:

- Sistema rigenerazione glicole;
- Sistema glicole per inibizione formazione idrati;
- Sistema recupero gasolina;
- Addolcimento gas;
- Sistema di misura e controllo punto di rugiada;
- Sistema compressione gas;
- Impianto di trattamento del gas per l'alimentazione delle turbine;
- Impianto di distribuzione del gasolio;
- Aria compressa/strumenti o azoto: impianto che fornisce aria compressa a tutta la strumentazione e/o impianto di generazione di azoto;
- Impianto per il pescaggio e la distribuzione dell'acqua marina;
- Generazione elettrica principale;
- Generazione elettrica di emergenza;
- Deposito e distribuzione acqua dolce servizi: impianto di desalinizzazione e potabilizzazione dell'acqua marina;
- Impianto di trattamento dell'acqua separata dal fluido di giacimento;
- Impianto di trattamento delle acque nere;
- Acqua per tracciatura;
- Mezzi di sollevamento e movimentazione;
- Sistema antivegetativo;
- Riscaldamento, ventilazione e condizionamento aria (HVAC);
- Unità elettriche e di strumentazione.

Nel caso di FPSO, l'elenco potrebbe includere anche:

- Sistema di ancoraggio;
- Sistema di mantenimento temperatura minima (40°);
- Anodi sacrificali contro l'azione delle onde galvaniche;
- Anodi sacrificali per la protezione dalla corrosione dovuta alle acque di sentina/produzione.

NOTA: per tutti i sistemi occorre descrivere i criteri di progetto delle ridondanze, le modalità di controllo ed alimentazione, nonché le logiche "fail safe".

Sistemi di drenaggio (drainage)

Riportare la descrizione del sistema di drenaggio.

Le informazioni che potrebbero figurare comprendono:

- Rete drenaggi aperti e chiusi/sistema recupero drenaggi aperti: impianti di raccolta dei drenaggi delle apparecchiature e delle acque reflue.

A.5.5 Strutture di controllo (control facilities)

Riportare e descrivere i criteri di progettazione per le sale di controllo e le sale tecniche, le unità controllo di processo (PCU) previste in impianto e la filosofia adottata di controllo elettrostrumentale (es. controllo centralizzato o distribuito).

A.5.6 Informazioni sulle teste pozzo (wellheads information)

Riportare l'elenco e la descrizione delle caratteristiche delle teste pozzo (profondità, tipo di completamento, caratteristiche meccaniche, etc.).

A.5.7 Vincoli costruttivi imposti dalle attività di perforazione ed installazione di teste pozzo contemporanee alla produzione (drilling system and well equipment)

Nel caso siano previste nel progetto delle operazioni combinate di perforazione e produzione, fornire i criteri di base per la valutazione dei vincoli costruttivi per consentire la realizzazione delle operazioni di perforazione e installazione teste pozzo durante la produzione.

A.5.8 Sistemi di sicurezza (safety systems)

Riportare l'elenco dei sistemi di sicurezza previsti nel progetto dell'impianto.

Sistemi di blocco, scarico, depressurizzazione di emergenza (emergency shutdown, relief and blowdown system)

Riportare i criteri di progettazione dei sistemi di blocco, scarico, depressurizzazione di emergenza attivi e passivi e la descrizione dei sezionamenti impianto e la relativa filosofia di intervento.

Sistemi di sfiato, candele (flare and Vent system)

Riportare i criteri di progettazione dei sistemi di sfiato e delle candele e la relativa filosofia di intervento.

Le informazioni che potrebbero figurare riguardano:

- Fiaccole e sfiati;
- Bruciatore di spurgo;
- Schemi semplificati;
- Informazioni sulla tipologia di struttura di sostegno scelta (verticale o inclinata).

Sistemi di rilevamento gas e incendio (*fire & gas detection*)

Riportare i criteri di dimensionamento dei sistemi di rilevamento gas e incendio e la relativa filosofia di intervento.

Sistema antincendio di protezione passiva (*passive fire protection*)

Riportare i criteri di progettazione del sistema antincendio di protezione passiva.

Sistema antincendio di protezione attiva (*active fire protection*)

Riportare i criteri di progettazione del sistema antincendio di protezione attiva (impianto antincendio). Riportare, inoltre, le norme tecniche di riferimento utilizzate in sede di progetto.

Sistema di allarme e avvisi al pubblico (*PA/GA System*)

Riportare i criteri di progettazione del sistema di allarme e avvisi al pubblico:

- sistemi di allarme;
- unità di telecomunicazione.

Sistemi di sicurezza per la navigazione (*navigation safety system*)

Riportare i criteri di progettazione del sistema di sicurezza per la navigazione.

Sistemi di sicurezza per le persone

Riportare i criteri di progettazione del sistema di sicurezza per le persone.

Le informazioni che potrebbero figurare comprendono:

- sistemi di evacuazione del personale (zattere, scialuppe);
- sistemi per la sicurezza e la protezione del personale;
- sistemi di trasferimento del personale (*helideck*).

A.5.9 Classificazione luoghi pericolosi per presenza di atmosfere esplosive (*hazardous areas*)

La classificazione dei luoghi pericolosi ha lo scopo di stabilire la presenza di zone con pericolo d'esplosione, nelle quali devono essere adottati provvedimenti di natura tecnica e/o organizzativa per rendere trascurabili i rischi derivanti dalla presenza di atmosfere esplosive e/o potenzialmente tali.

Riportare la Relazione di classificazione dei luoghi pericolosi, composta da:

- report tecnico;
- elenco delle sostanze;
- elenco delle sorgenti;
- definizione delle zone e planimetrie in accordo.

Indicazioni sulle possibili classificazioni sono reperibili nell'Allegato 1: "Classificazione luoghi pericolosi per presenza di atmosfere esplosive (*hazardous areas*)".

La Relazione sarà sviluppata in accordo alla documentazione disponibile al momento della fase progettuale in essere.

A.5.10 Protezione ambientale in condizioni di normale funzionamento

Durante le condizioni di normale funzionamento, possibili impatti ambientali previsti possono derivare da:

- Emissioni prodotte da generatori di potenza, fiamme pilota/candele, imbarcazioni di rifornimento, generatori di emergenza, etc.;
- Scarichi in mare di acque utilizzate per l'estrazione, per il raffreddamento, etc.;
- Emissioni sonore generate principalmente da:
 - attività di perforazione (infissione conductor, perforazione pozzo);
 - presenza della piattaforma (vibrazioni apparecchiature);
 - impiego di mezzi navali di supporto alle attività.

Riportare i riferimenti ai documenti sviluppati per le emissioni in atmosfera e gli scarichi a mare in accordo allo sviluppo della fase del progetto.

Lo scopo del documento inerente gli scarichi a mare è quello di fornire le informazioni tecniche di corredo alla domanda di autorizzazione allo scarico in mare delle acque di formazione derivanti dalle attività di coltivazione del giacimento ai sensi del D.Lgs. 152/2006. Tale documento deve essere redatto seguendo le indicazioni dell'allegato B/2 al D.M. 28 luglio 1994: "Scheda tecnica per lo scarico di materiali derivanti da attività petrolifere in mare – Fase di Produzione".

A.5.11 Eliporto (helideck)

Riportare la descrizione preliminare dell'eliporto in funzione della tipologia di elicottero prevista nel progetto.

Per avere una corretta descrizione devono figurare almeno le seguenti informazioni a livello preliminare:

- Classificazione ICAO/ENAC;
- Localizzazione;
- Tipologia di utilizzo prevista;
- Tipologia sistema antincendio;
- Frequenza di volo.

A.5.12 Sistemi di comunicazione e di aiuto alla navigazione (communications and navigation aids)

Riportare i criteri di progettazione dei sistemi installati. Le informazioni da inserire devono comprendere almeno le tipologie di sistema radio, le tipologie e la disposizione delle indicazioni luminose e sonore sia in caso di normale funzionamento sia in caso di emergenza.

A.5.13 Sistemi vari (miscellaneous system)

Riportare i criteri di progettazione dei sistemi di movimentazione di apparecchi per manutenzione o altri sistemi presenti a bordo (carroponti, gru, muletti etc.). Per avere una corretta descrizione, devono figurare almeno le seguenti informazioni a livello preliminare:

- Funzione prevista e capacità
- Posizionamento a bordo e possibili percorsi
- Modalità di utilizzo

- Sistemi di protezione.

A.5.14 Depositi, approvvigionamento e smaltimento di sostanze pericolose (storage of hazardous substances)

Riportare l'elenco e la descrizione di tutti i prodotti chimici pericolosi presenti a bordo (per esempio per evitare la formazione di idrati, per evitare le schiume, anticorrosivi, per attività di lubrificazione, etc.). Per avere una corretta descrizione dei depositi, devono figurare almeno le seguenti informazioni:

- Tipologia;
- Quantità;
- Modalità di stoccaggio.

Devono inoltre essere indicate le protezioni poste in essere.

Impianti di trattamento reflui e deposito rifiuti

Riportare i criteri di progettazione della tipologia di deposito e di etichettatura utilizzata per i rifiuti, nonché le eventuali modalità di spostamento su altri supporti.

Segnalare gli impianti di trattamento e depurazione dei reflui installati.

A titolo di esempio si riportano alcuni dei rifiuti che possono essere presenti su un impianto:

- Rifiuti collegati con l'attività di perforazione quali acqua salata con presenza di inquinanti, fanghi a base di olio, scarti solidi, additivi polimerici, lubrificanti, diesel, emulsionanti o altri prodotti chimici.
- Rifiuti collegati con la fase di produzione: acqua contaminata (contenente solitamente componenti solidi), emulsionanti e residui pesanti di idrocarburi. Inoltre si possono avere sostanze quali acqua di raffreddamento, liquidi derivanti dallo scrubber, prodotti di scarto del vapore, olio esausto e solventi.

A.5.15 Ponti di collegamento (bridge)

Riportare l'elenco e la descrizione degli eventuali ponti di collegamento ad installazioni vicine.

A.5.16 Condotte

Condotte: sistema di tubazioni singole o multiple che, con i dispositivi associati di controllo e di sicurezza, sono preposte al trasporto di fluidi. Sono esclusi i sistemi di tubazioni, anche quelli previsti per:

- Drenaggi o fognature;
- Riscaldamento o raffreddamento;
- Controllo o monitoraggio.

Riportare l'elenco e la descrizione delle tubazioni in ingresso e in uscita dall'impianto, previste nel progetto, mettendo in evidenza le diverse interfacce presenti, riportandone degli schemi sull'esempio di Figura 10 e di Figura 11.

Sistemi di Interfacce

Le interfacce tra piattaforme, tra installazioni a mare o un pozzo e le condotte possono essere molto diversificate in funzione del progetto in esame. Si riportano a titolo di esempio alcuni schemi:

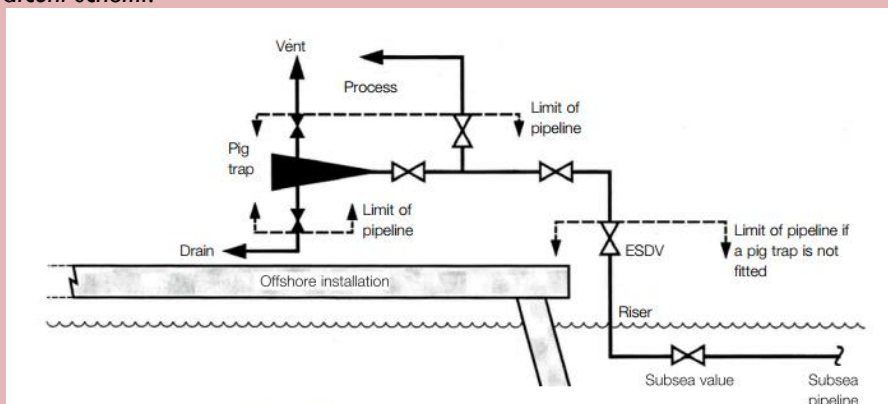


Figura 10 (da "A guide to the Pipelines Safety Regulations 1996 Guidance on Regulations")

In Figura 10 viene rappresentato il limite di batteria di una condotta che colleghi l'impianto in mare con l'impianto presente a terra (sia in presenza di trappola di lancio che in assenza). Si evidenzia la necessità di inserire una valvola ESD come elemento della condotta

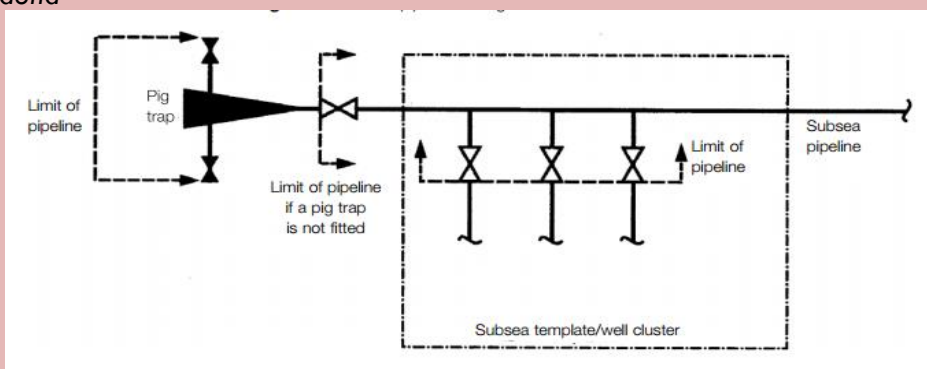


Figura 11 (da "A guide to the Pipelines Safety Regulations 1996 Guidance on Regulations")

In Figura 11 viene rappresentato il limite di batteria di una condotta collegata con più pozzi di produzione.

A.5.17 Sistemi ombelicali (umbilical system)

Sistema ombelicale: sistema di condotte in grado di trasportare i fluidi di servizio e potenza elettrica necessari per le utenze in impianto o sul fondo marino quando necessario.

Riportare i criteri di progettazione del sistema previsto.

A.5.18 Sistemi di manovra

Nel caso di FPSO, descrivere i criteri di progettazione del sistema di manovra.

A.5.19 Sistema di scarico (Offloading system)

Nel caso di FPSO, descrivere i criteri di progettazione del sistema di scarico (offloading).

B. GESTIONE DELLA SICUREZZA DELL'IMPIANTO

La Comunicazione di nuovo progetto prevede la dimostrazione che i sistemi di gestione adottati dall'Operatore e dai subappaltati siano adeguati e in linea con i regolamenti vigenti.

Il sistema di gestione dovrebbe mostrare un livello appropriato di controllo per ogni fase del ciclo di vita dell'impianto quali il progetto, la costruzione, il *commissioning*, la fase operativa, le modifiche e lo smantellamento.

Devono essere evidenti le specifiche responsabilità di gestione.

Deve essere prestata particolare attenzione ai livelli gerarchici, alla gestione di situazioni di emergenza, all'esperienza maturata sulla base di incidenti precedenti (*lessons learned*) ed ai requisiti richiesti al sistema di gestione stesso.

Il sistema di gestione deve includere tutte le disposizioni necessarie per coordinare tutte le possibili attività simultanee.

L'Operatore deve fornire almeno gli elementi utili a descrivere la politica di prevenzione degli incidenti gravi adottata, il sistema di gestione della sicurezza implementato, le operazioni effettuate quali quelle di processo, subacquee e sulle condotte sottomarine.

B.1. POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI (*MAJOR ACCIDENT PREVENTION POLICY*)

B.1.1 Documento PPIG

Il documento di politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi è generale e solitamente comune a tutti gli impianti gestiti dall'Operatore. In questo paragrafo è richiesto di riportare una sintesi della politica ed il riferimento al documento che sarà comunque disponibile all'Autorità, nella sede appropriata.

Riportare nella Comunicazione di nuovo progetto o trasferimento o conversione, il riferimento al documento sulla politica di prevenzione degli incidenti gravi, che includa la descrizione dell'articolazione del sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente, come richiesto dall'Art. 19, in conformità all'All. I parr. 8 e 9.

La sintesi del documento di politica di prevenzione degli incidenti gravi (PPIG) dovrebbe includere almeno le seguenti informazioni:

- Impostazione della politica:
 - Politica e obiettivi;
 - Dichiarazione di responsabilità aziendale;
- Organizzazione:
 - Struttura, responsabilità e cultura della sicurezza;
 - Consigli professionali sulla salute e sulla sicurezza;
 - Coinvolgimento dei lavoratori;
 - Sistemi di valutazione del rischio;
- Pianificazione e standard:
 - Standard e procedure per controllare i rischi, incluse le ore lavoro e il carico di lavoro;
 - Permessi di lavoro;
 - Competenza e addestramento;
 - Selezione del personale;
 - Controllo dei cambiamenti;
 - Selezione e controllo dei contratti;
 - Pianificazione e controllo per le emergenze;

- Salute sul lavoro;
- Analisi funzionali dell'impianto:
 - Registrazione e investigazione degli incidenti;
 - Monitoraggio attivo;
- Audit e relazioni:
 - Attività di auditing;
 - Revisione e applicazione delle "lessons learned".

Deve essere evidente:

- chi possieda la responsabilità generale delle attività;
- il responsabile del sistema di comunicazione tra le attività in impianto a mare e a terra durante le normali operazioni ed in emergenza.

B.2. SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE

Riportare l'indice del documento del sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente e il riferimento al documento completo. Tale documento deve essere redatto ai sensi dell'Art. 11 e dell'Art.19 del D.Lgs. 145/2015 e dovrà contenere come minimo i seguenti paragrafi di dettaglio:

- Struttura organizzativa e relazioni tra gli uffici tecnici:

in cui dovrà essere specificata la struttura organizzativa in forma grafica, con diagrammi a blocchi. Nel grafico devono essere inseriti i ruoli e le responsabilità. Nel Documento deve essere indicato il rapporto tra i vari ruoli da porre in relazione alla prevenzione e gestione degli incidenti gravi (quali ad esempio il responsabile delle operazioni di manutenzione, di ispezione, della sicurezza, della progettazione e della costruzione etc.).
- Requisiti di addestramento del personale direttivo/Requisiti di addestramento delle maestranze addette a funzionamento, manutenzione e sicurezza e del personale esterno:

in cui dovranno essere specificati quali siano i programmi di informazione, formazione e addestramento per il personale direttivo, per gli addetti alle operazioni, alla manutenzione ed alla sicurezza e per il personale esterno.
- Procedure di individuazione e valutazione del rischio:

in cui dovrà essere riportata la descrizione delle procedure per l'individuazione e la valutazione dei grandi rischi.
- Sistema di verifica:

in cui dovrà essere riportata una descrizione del sistema di verifica adottato.

B.3. FILOSOFIA MANUTENTIVA

Riportare la politica di gestione della manutenzione che verrà adottata per l'impianto.

Per il caso specifico delle FPSO, si richiede di riportare la filosofia che verrà adottata nel processo del lavaggio delle cisterne del carico.

B.4. DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DELL'IMPIANTO

B.4.1 Operazioni di processo a bordo

Riportare la tipologia di processo, i profili di produzione previsti, la vita attesa dell'impianto, le modalità operative e le altre attività previste.

Riportare inoltre la descrizione delle operazioni di processo previste a bordo (attività di routine di ispezione dell'impianto, controllo strumentazione, etc.) riportando i criteri di progettazione dei sistemi di controllo e regolazione.

Nel progetto devono essere segnalate le eventuali operazioni combinate previste.

Per il caso specifico delle FPSO, si richiede di riportare la descrizione delle attività di processo a bordo previste, con particolare attenzione alle fasi di trattamento dell'idrocarburo, alle attività di stoccaggio ed alle fasi di scarico.

B.4.2 Operazioni subacquee (diving operations)

Riportare la tipologia e la periodicità delle attività previste.

Devono essere inoltre indicate le precauzioni che si applicheranno al progetto.

Il Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, riporta:

Capo VII - Impiego di operatori subacquei;

53. Prescrizioni generali.

Le prestazioni lavorative in immersione per il posizionamento della piattaforma, per l'ispezione e la manutenzione delle attrezzature sommerse o per lavori assimilabili, devono essere effettuate solamente da personale esperto e fisicamente idoneo, diretto da un responsabile di comprovata capacità, nel rispetto delle norme specifiche in materia e delle regole della buona tecnica.

Tutte le immersioni devono essere autorizzate dal predetto responsabile.

Non è consentito l'impiego di operatori subacquei quando non siano presenti a bordo gli equipaggiamenti, le attrezzature ed i mezzi di salvataggio necessari per rendere sicure le immersioni, o quando vi siano dubbi sulle condizioni psico-fisiche degli operatori stessi.

Il datore di lavoro deve prevedere la disponibilità, a seconda delle situazioni, di una camera iperbarica a bordo o di un rapido collegamento con un centro di emergenza dotato di tale attrezzatura).

B.4.3 Operazioni delle condotte sottomarine (pipelines operations)

Riportare i criteri di progettazione e le modalità di gestione delle condotte sottomarine e le misure di protezione previste e di manutenzione.

DPR 886/79 comma 79:

Condotte sottomarine

Le condotte sottomarine per il trasporto a distanza degli idrocarburi liquidi e gassosi prodotti dal sottofondo marino nelle aree indicate nell'art. 1 devono rispondere ai requisiti di resistenza, devono presentare giunti sicuri e devono essere adeguatamente protette contro le corrosioni nonché contro le azioni delle correnti e degli altri fattori ambientali.

I progetti [...] devono contenere ragguagli sulle caratteristiche delle tubazioni e dei mate-

riali impiegati, sulle condizioni del fondo marino lungo il tracciato, sulle modalità di messa in opera, sulle ispezioni e controlli iniziali e su quelli previsti nel corso dell'esercizio.

Le autorità competenti, sentito il progettista, possono imporre varianti al tracciato o chiedere l'adozione di particolari accorgimenti, ivi compreso lo spostamento a spese del permissionario o del concessionario degli impianti di telecomunicazioni preesistenti, per prevenire il rischio di danni ad altre opere sottomarine o per evitare indebite interferenze con altre attività di preminente interesse pubblico che si svolgono in mare.

Nelle aree in cui sussistano concreti rischi di danneggiamento da parte di ancore, attrezzi da pesca, ecc., le autorità competenti possono richiedere l'interramento, parziale o totale, delle tubazioni.

Per l'installazione delle condotte devono essere osservate le disposizioni del codice della navigazione.

[...]

DPR 886/79 comma 80:

Protezione delle condotte sottomarine

Le condotte sottomarine di cui agli articoli 78 e 79 devono essere munite di sensori di alta o bassa pressione in numero adeguato. Il segnale di alta o bassa pressione deve provocare automaticamente l'interruzione del flusso di idrocarburi.

Il flusso di idrocarburi nelle condotte non deve essere ripristinato sino a quando non siano state sicuramente individuate e rimosse le cause dell'anormale aumento o calo di pressione.

Analoghi dispositivi di protezione devono essere installati nei collettori, nei separatori ed in genere in tutti gli apparecchi di pressione destinati al trasporto, al contenimento ed al trattamento degli idrocarburi nelle piattaforme di produzione e strutture assimilabili.

[...]

Dovrebbero essere previsti almeno i seguenti sistemi di sicurezza:

- Valvole di blocco d'emergenza (con i relativi pressostati di alta e bassa pressione), che possano operare "su domanda" o che si chiudano in posizione sicura, per minimizzare le perdite di contenimento;
- Valvole di non ritorno;
- Eventuali altri dispositivi.

B.4.4 Logistica e movimentazione di carichi a bordo

Riportare i criteri di progettazione della movimentazione legate all'impianto in esame.

C. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

L'Operatore fornisce come minimo i seguenti elementi utili a dimostrare che la progettazione presenta un livello di affidabilità e sicurezza accettabile, ossia la cui riduzione richiederebbe tempi, costi o sforzi assolutamente sproporzionati rispetto ai vantaggi di tale riduzione.

Gli studi di Analisi della Sicurezza nella fase progettuale per la "Comunicazione di nuovo progetto o trasferimento o conversione" sono analoghi a quelli dell'ingegneria di fattibilità e progettazione concettuale, come descritti nella norma UNI 10672 "Impianti di processo a rischio di incidente rilevante - Procedure di garanzia della sicurezza nella progettazione."

Nella fase iniziale del progetto l'identificazione dei pericoli e la conseguente analisi di rischio viene eseguita in accordo e conformità allo sviluppo della documentazione tecnica.

Tali studi permettono al progetto di tutti i sistemi preventivi, mitigativi e di controllo di essere adeguato. Ogni eventuale intervento di modifica, richiesto in questa fase dall'Autorità, riguarda esclusivamente parti del progetto in fase non esecutiva e che ancora non includono acquisto di apparecchi/sistemi, costruzione etc. e che quindi essendo a monte della costruzione consentono che la progettazione della sicurezza dell'impianto nasca con il progetto stesso.

C.1. CRITERI DI SICUREZZA NELLA PROGETTAZIONE

I Criteri di Sicurezza nella progettazione hanno l'obiettivo di garantire l'integrità dell'impianto e di prevenire le perdite di contenimento di idrocarburi con l'utilizzo dei principi della "buona ingegneria" al fine di assicurare che il progetto sia *intrinsecamente più sicuro* ed in accordo sia alla politica di sicurezza sia alla regolamentazione internazionale ed italiana.

Riportare i criteri di sicurezza nella progettazione adottati e l'elenco delle principali norme tecniche a cui si è fatto riferimento.

In particolare, i criteri di sicurezza riguardano:

- Disposizione planimetrica (*layout*);
- Progetto Strutturale;
- Processo e Servizi;
- Sistema di Sicurezza;
- Sistema Elettrico;
- Prevenzione Incendi;
- Protezione Personale;
- Protezione dell'Ambiente;
- Sistemi di Scarico;
- Sistemi di Evacuazione e Fuga.

I criteri di sicurezza sono definiti e consolidati nella ISO 13702-2015. All'interno dell'Allegato 2: "Criteri di sicurezza nella progettazione" ne viene fornita una descrizione a cui l'Operatore può ispirarsi per presentare i criteri adottati per l'impianto in esame.

C.2. ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE

Specificare l'esperienza storica e le fonti di informazione relative alla sicurezza di impianti simili della Compagnia, con riferimento alla possibilità di insorgenza di incendi, esplosioni ed emissioni di sostanze pericolose, indicando al contempo le modalità ed i criteri di ricerca utilizzati, garantendo la possibilità di verifica da parte dell'Autorità competente.

Fornire le informazioni su incidenti o quasi incidenti verificatisi su installazioni oil&gas all'interno della Società, o di Società dello stesso Gruppo, almeno negli ultimi 10 anni, riportando i dati come richiesto al paragrafo C.2.1.

La Compagnia potrà estrarre questi dati dal proprio sistema di gestione della sicurezza, nel quale dovrà essere previsto un sistema di comunicazione alle Autorità del verificarsi di incidenti o quasi incidenti.

Si ricorda che la mancata comunicazione del verificarsi di incidenti o quasi incidenti al Comitato in maniera tempestiva comporta l'applicazione di una sanzione (Art. 32 comma 9).

C.2.1 Esperienza storica

Sulla base di studi di letteratura e banche dati nazionali e internazionali condivise con l'Autorità competente, evidenziare le problematiche tipiche riscontrate nel passato per la tipologia di impianto oggetto della valutazione e dimostrare come il progetto e la gestione dell'impianto permettano di prevenire o di gestire tali evenienze.

Fornire una descrizione sintetica delle modalità con cui la Compagnia registra gli eventi, di come li esamina e di come attiva, a seguito del verificarsi di incidenti o quasi incidenti, le opportune misure di controllo del rischio sui propri impianti.

Le informazioni su incidenti o quasi incidenti verificatisi su installazioni oil&gas all'interno della Compagnia almeno negli ultimi 10 anni dovrebbero comprendere le seguenti informazioni:

- Data e fonte di informazione;
- Localizzazione (unità lavorativa, apparecchio);
- Sostanze coinvolte;
- Informazioni sulle sostanze coinvolte;
- Tipo di incidente;
- Cause dell'evento;
- Danni alle persone;
- Danni all'ambiente e danni materiali;
- Estensione degli effetti;
- Sintesi dell'analisi di comparazione con l'impianto oggetto dell'analisi, con indicazione dei possibili fattori migliorativi impiantistici e gestionali.

C.3. IDENTIFICAZIONE E VALUTAZIONE DEI RISCHI (RISK ASSESSMENT)

C.3.1 Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente (risk target)

Nella Comunicazione di nuovo progetto, trasferimento o conversione, il Decreto richiede la dimostrazione che le soluzioni progettuali di base contribuiscano a ridurre i grandi rischi ad un livello accettabile.

In modo implicito richiede di adottare un criterio di accettabilità del rischio.

Il criterio di accettabilità del rischio determina il livello di rischio complessivo che può essere classificato come tollerabile, per un determinato periodo di tempo o in una certa fase dell'attività dell'impianto.

Nella fase di "fattibilità/progettazione concettuale" gli studi specialistici dovranno ipotizzare alcune "assunzioni di base" a causa del primo livello di sviluppo della documentazione tecnica che non può considerarsi definitiva. Infatti molte ipotesi, per esempio, saranno correlate al posizionamento in pianta delle apparecchiature, che si potrà considerare definitivo solo a valle dei documenti del fornitore, in fase di ingegneria di dettaglio.

Riportare i parametri decisionali, in termini di accettabilità del rischio. Riportare i criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente adottati.

L'Operatore dovrà attenersi ai criteri di tollerabilità del rischio descritti nell'Allegato 3: "Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente" oppure concordare dei criteri di tollerabilità diversi con l'Autorità Competente.

Le tipologie di criterio di cui si può avvalere l'Operatore sono di due categorie:

- Criteri di tipo quantitativo, attraverso la determinazione del valore IRPA (*Individual Risk Per Annum*) per il personale ed attraverso l'utilizzo di matrici di rischio semi-quantitative per l'ambiente;
- Criteri di tipo semi-quantitativo/qualitativo, attraverso l'utilizzo di matrici di rischio.

Indipendentemente dalla tipologia adottata, la verifica di tollerabilità del rischio dovrà essere condotta valutando il rischio cumulato su tutti gli scenari ipotizzabili, a parità di effetto, intensità e area coinvolta, e non sul singolo scenario.

A seconda della tipologia di analisi richiesta per l'impianto in analisi, scelta attraverso l'utilizzo della Tabella 1 nel paragrafo C.3.2, si procederà come qui oltre indicato:

- Analisi semplificata: utilizzo di una matrice di accettabilità qualitativa, in linea con quanto indicato da standard internazionali quali ISO 17776, NORSOK Z013 o similari;
- Analisi media: utilizzo di una matrice di accettabilità semi-quantitativa, in cui la valutazione del danno sia di tipo qualitativo e la valutazione della frequenza sia di tipo quantitativo;
- Analisi dettagliata: utilizzo di un valore IRPA di riferimento per quanto concerne il personale ed utilizzo di una matrice semi-quantitativa per quanto concerne il rischio per l'ambiente.

Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 3.

C.3.2 Tipologia di analisi da adottare per la valutazione del rischio

L'Operatore deve indicare la tipologia di analisi che intende adottare per effettuare la valutazione del rischio. A tale scopo si suggerisce di adottare i criteri di seguito indicati.

Il primo criterio riguarda la tipologia di sostanza estratta dall'impianto in esame e prevede che si distinguano tre categorie:

- Idrocarburi gassosi senza componenti tossiche;
- Idrocarburi gassosi con componenti tossiche;
- Idrocarburi liquidi (miscela gas, olio ed acqua).

Il secondo criterio riguarda le caratteristiche di processo a bordo dell'impianto:

- Con trattamento, includendo in tale categoria: nel caso del gas, compressori, unità di disidratazione, unità di addolcimento; nel caso di olio, separatori, scambiatori di calore; nel caso di acqua, sistemi di trattamento acque oleose;
- Senza trattamento, includendo in tale categoria la testa pozzo ed eventuali elementi necessari per il corretto funzionamento (es. singolo separatore gas per gravità).

Vengono definiti tre livelli di approfondimento della metodologia di analisi: Semplificata, Media e Dettagliata. In ogni caso, le valutazioni da effettuarsi, sebbene semplificate, dovranno avere natura cautelativa.

NOTA: In generale, se condotte con opportuna cautela, le analisi con applicazione delle metodologie semplificate comporta necessariamente una sovrastima del rischio che potrà essere raffinata mediante metodologie più accurate (Media e/o Dettagliata).

La scelta della tipologia di analisi da applicare per svolgere una adeguata analisi di rischio è schematizzata in Tabella 2.

Tabella 2: Proposta di selezione della tipologia di analisi di rischio

Rif.	Sostanza	Caratteristiche del processo	Tipologia di analisi suggerita
H1	Presenza di H ₂ S (>100 ppm)		Dettagliata ¹
G1	Gas secco, umido, con condensati	Senza trattamento gas	Semplificata
G2	Gas secco, umido, con condensati	Con trattamento	Media
G3	Gas + Olio + Acqua	Senza trattamento gas Senza trattamento olio	Media
G4	Gas + Olio + Acqua	Con trattamento gas Con trattamento olio Con trattamento acqua	Dettagliata ²

Per quanto riguarda la presenza di H₂S si considera di utilizzare una metodologia dettagliata nel caso in cui la concentrazione di idrogeno solforato nei fluidi prodotti dall'impianto sia uguale o superiore a 100 ppm (IDLH) rispetto alla frazione gas/vapore che si avrebbe in caso di rilascio in atmosfera. [Riferimento: Henderson and Haggard 1943; Poda 1966; Yant 1930].

Il presidio o meno dell'impianto non è discriminante al punto di imporre un diverso approccio di valutazione del rischio, dal momento che la presenza o meno di persone è elemento di valutazione durante l'analisi, qualunque sia la metodologia adottata.

Parimenti, si ritiene che l'approccio metodologico debba avere lo stesso livello di approfondimento sia per impianti nuovi che per impianti esistenti in quanto la maggior confidenza operativa sugli impianti esistenti è compensata da un potenziale incremento del rischio dovuto al deterioramento dei materiali e dei sistemi ed al fatto che le tecnologie adottate al tempo della costruzione potrebbero risultare meno efficaci delle attuali.

In ogni caso, per motivate circostanze, l'Operatore può concordare con l'Autorità Competente una tipologia di analisi differente da quelle proposte.

¹ Per gli impianti esistenti è ammesso l'uso della metodologia media arricchita di alcuni elementi di quella dettagliata (vedi C.3.4 Analisi dettagliata e Allegato 3 paragrafo 2.2.1)

² Per gli impianti esistenti può essere adeguata un'analisi di tipo medio.

Indipendentemente dalla tipologia di analisi identificata, l'Operatore svolge, come primo passo dell'analisi, l'identificazione di tutti i pericoli di processo e i pericoli collegati all'ambiente circostante, riportandone i risultati e le osservazioni come indicato nel paragrafo seguente.

C.3.3 **Identificazione dei pericoli di processo e dei pericoli collegati all'ambiente circostante**

Deve essere utilizzato un approccio sistematico al fine di identificare i pericoli connessi alle attività di impianto, alla presenza di sostanze pericolose e nelle condizioni operative che si applicano all'impianto in esame, insieme con gli eventi iniziatori o loro sequenze. Si dovranno identificare tutti i pericoli per le persone, l'ambiente e l'asset. Il metodo applicato per l'identificazione dipende da fattori come il tipo di sistema coinvolto (es. tipi di impianti e apparecchi, inclusi dispositivi di protezione), e le attività operative. Devono essere considerate tutte le attività significative associate con l'installazione e tutti gli scenari incidentali gravi descritti, anche se coinvolgono un numero ristretto di persone. Deve essere applicato un approccio strutturato per assicurare che nessun pericolo di incidente grave, evento iniziatore o sequenze di eventi venga trascurato. Un processo completo normalmente include la consultazione multidisciplinare del gruppo di specialisti del progetto. La sequenza delle attività e la loro interferenza con altre attività prevedibili, come del caso di perforazione e produzione, devono essere studiate opportunamente ed analizzate a parte come attività in simultanea. L'obiettivo finale dell'identificazione dei pericoli è la definizione di tutti gli scenari incidentali credibili. Si consideri, in ogni caso, che, nella fase di fattibilità/progettazione concettuale, i documenti necessari, in particolare gli schemi tecnici o P&ID, potrebbero essere in una revisione preliminare. Per questa ragione dovranno essere stimati parametri e valori, come per esempio lunghezza di tubazioni critiche, disposizioni planimetriche, sulla base di impianti simili. Questa fase assume una importanza fondamentale per lo sviluppo del progetto nell'individuazione di aspetti problematici, di vincoli progettuali o legislativi ed è anche alla base per l'individuazione degli elementi critici della sicurezza.

L'identificazione deve essere condotta indipendentemente dalla tipologia di analisi nella quale rientra l'impianto in esame in maniera sistematica e completa.

L'Operatore sceglie la metodologia più adatta per l'identificazione dei pericoli (HAZID, HAZOP, *What if*, FMEA, FMECA, *check list*) e riporta i risultati della sua applicazione.

Si suggerisce di applicare la tecnica HAZID per analizzare gli eventi esterni e la tecnica HAZOP per studiare i pericoli connessi alle deviazioni di processo.

Nell'applicazione di tali tecniche vanno identificati tutti i pericoli presenti e gli eventi che possono scatenarli (eventi iniziatori), considerando:

- Guasti tecnici;
- Errori umani;
- Errori SW;
- Eventi esterni.

I pericoli individuati e gli eventi iniziatori dovranno includere almeno:

- Rilasci dal processo o altre deviazioni di processo;
- Incidenti di pozzo;
- *Dropped objects*;

- *Helicopter crash*;
- *Vessel collision*;
- Cedimenti strutturali (inclusi eventi naturali e cedimenti strutturali per progettazione errata).

Non è prevista la valutazione del rischio occupazionale in quanto già oggetto di valutazione ai sensi del D.Lgs. 81/2008.

Un elenco dei metodi di analisi di rischio, normalmente utilizzati, è riportato nell'Allegato 4: "Analisi di rischio".

Una volta eseguita l'identificazione dei pericoli in maniera sistematica, l'Operatore applica la metodologia di analisi più idonea per il proprio impianto (analisi semplificata, media o dettagliata).

C.3.4 Scelta della metodologia di analisi di rischio

Dopo aver indicato la tipologia di analisi che l'impianto richiede e dopo aver individuato i pericoli, l'Operatore effettua la valutazione dei rischi seguendo la metodologia più opportuna come indicato in Figura 12.

Per valutare i rischi, l'Operatore dovrà considerare e analizzare tutti gli scenari ritenuti credibili che possono generarsi a seguito dell'accadimento degli eventi iniziatori individuati con l'analisi descritta in C.3.3.

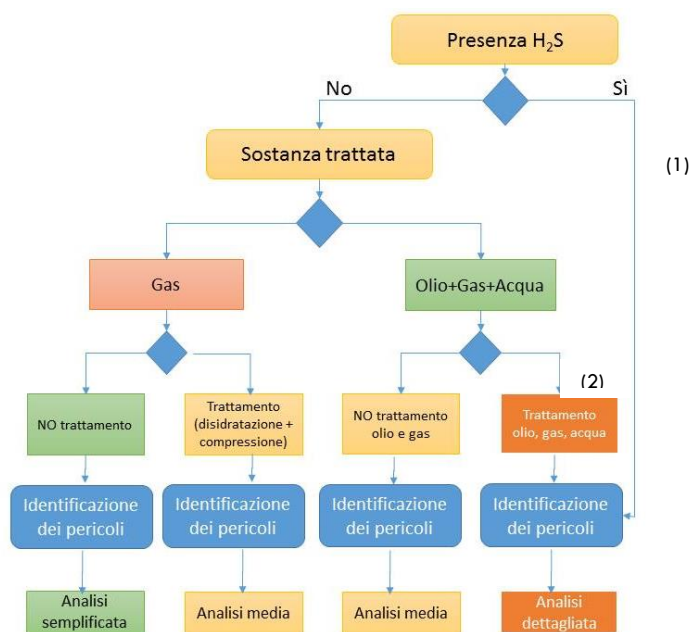


Figura 12. Diagramma di selezione della metodologia di analisi del rischio

¹ Per gli impianti esistenti è ammesso l'uso della metodologia media arricchita di alcuni elementi di quella dettagliata (vedi C.3.4 Analisi dettagliata e Allegato 3 paragrafo 2.2.1)

² Per gli impianti esistenti può essere adeguata un'analisi di tipo medio

Analisi semplificata

Nel caso in cui la complessità dell'impianto o le sostanze presenti richiedano l'esecuzione di un'analisi di rischio semplificata, l'Operatore riporterà tutte le analisi svolte per l'impianto in esame, utilizzando il metodo qualitativo adatto e mettendo in evidenza i risultati ottenuti.

I metodi suggeriti comprendono l'applicazione di HAZOP, HAZID o FMECA con la valutazione del livello di rischio attraverso l'implementazione della metodologia *Bow tie* oppure LOPA per tutti gli scenari ritenuti critici a seguito dell'identificazione dei pericoli.

Nel caso di analisi semplificata è richiesto di effettuare una valutazione qualitativa (mediante indici) oppure semi-quantitativa (mediante intervalli di ordini di grandezza) delle frequenze di accadimento ed una valutazione qualitativa del danno. Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 4: "Analisi di rischio".

Analisi media

Nel caso in cui la complessità dell'impianto o le sostanze presenti richiedano l'esecuzione di un'analisi di rischio media, l'Operatore riporterà tutte le analisi svolte per l'impianto in esame, utilizzando un metodo semi-quantitativo.

I metodi suggeriti comprendono l'applicazione di metodologie quali *Bow tie* o LOPA per tutti gli scenari ritenuti critici a seguito dell'identificazione dei pericoli. Nel caso di analisi media è richiesto di effettuare una valutazione qualitativa del danno ed una valutazione quantitativa della frequenza di accadimento degli scenari incidentali. La valutazione della frequenza di accadimento degli scenari dovrà prevedere una stima quantitativa della frequenza di accadimento delle cause che conducono allo scenario analizzato ed una stima delle indisponibilità e/o inaffidabilità delle barriere di protezione e/o mitigazione prestando particolare attenzione alle dipendenze tra i guasti (*common cause failure analysis*) ed includendo nell'analisi la valutazione di guasti tecnici, errori umani, errori software ed eventi esterni.

Un possibile riferimento tecnico per la corretta valutazione dell'efficacia delle barriere di protezione e/o mitigazione è fornito dagli standard IEC EN 61508 e 61511.

Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 4: "Analisi di rischio".

Analisi dettagliata

Nel caso in cui la complessità dell'impianto o le sostanze presenti lo richiedano, l'Operatore svolgerà le analisi quantitative adatte e metterà in evidenza i risultati ottenuti.

L'analisi utilizzerà i risultati della fase di identificazione dei pericoli.

Un'analisi quantitativa richiederà l'applicazione delle diverse metodologie di analisi volte a trattare tutti gli aspetti legati al rischio per le persone e per l'ambiente, mentre, per quanto riguarda la valutazione del rischio per l'asset, la sua valutazione rimane a discrezione della Compagnia.

Al fine di garantire la completezza della valutazione quantitativa del rischio, possono essere eseguiti gli studi seguenti, ove applicabili:

- QRA (*Quantitative Risk Assessment*);
- FERA (*Fire and Explosion Risk Assessment*);
- EERA (*Escape, Evacuation and Rescue Analysis*);
- *Dropped objects*;
- *Helicopter crash*;
- *Vessel collision* ;
- *Human factor*.

In funzione della rilevanza del pericolo, talune di queste valutazioni potranno avere carattere statistico oppure qualitativo (es. nel caso di studio "*Vessel collision*" si potrà prevedere una valutazione qualitativa mediante HAZID oppure una valutazione su base statistica; solo in casi particolari può essere necessario indagare il fenomeno con studi specialistici *site-specific*).

Dettagli su tali metodologie sono riportati nell'Allegato 4: "Analisi di rischio".

C.3.5 Criteri per l'analisi e valutazione del rischio (rule sets)

Indipendentemente dalla tipologia di analisi effettuata vengono, nel seguito, indicate alcune regole generali, *rule sets*, da applicare nella valutazione del rischio. E' richiesto di indicare le rule set adottate per l'esecuzione dell'analisi di rischio presentata nella Relazione.

- La probabilità di innesco da utilizzare può essere:
 - Proporzionale alla portata di rilascio (reperibili in standard, norme, linee guida) da ripartire tra innesco immediato e ritardato, oppure
 - Valutata con Metodo dinamico, proporzionale al tempo di permanenza della nube ed al numero e tipologia di sorgenti di innesco.
- Nell'individuazione della frequenza di fallimento delle singole barriere, in ottica cautelativa:
 - Per impianti esistenti si raccomanda di fare riferimento a dati storici, reperibili in testi esistenti (ad esempio banca dati OREDA), piuttosto che fare riferimento a dati di laboratorio;
 - Per impianti nuovi è possibile fare riferimento a dati disponibili siano essi dati di laboratorio o provenienti da testi di letteratura o da fornitori.
- *Dropped objects*: durante la valutazione degli incidenti derivanti dalla caduta degli oggetti pesanti manovrati mediante la gru dell'impianto o con gru su imbarcazioni si raccomanda di considerare:
 - Le cadute di oggetti su parti di processo, che potrebbero costituire un aggravio nella stima delle frequenze di rilascio delle sezioni isolabili interessate;
 - La possibilità di sfondamento dei *deck*, che potrebbe costituire un aggravio nella stima delle frequenze di rilascio delle sezioni isolabili sottostanti i *deck* interessati;
 - La caduta di carichi in acqua e il potenziale interessamento di condotte sottomarine.

Includere nell'analisi anche il potenziale impatto tra i carichi oscillanti e la struttura.

Per quanto riguarda l'esecuzione dell'analisi quantitativa (o nel caso in cui si debba far riferimento a specifici criteri di analisi), vengono stabilite ulteriori *rule set* relative a:

- Dimensioni delle rotture da considerare, i cui valori sono ricavati da test OGP:
 - Diametri equivalenti del foro = 5, 30, 100, 150 mm [in linea di principio non si ritiene necessario considerare la rottura full bore salvo situazioni particolari in cui le linee di processo siano esposte a meccanismi particolarmente gravosi dovuti ad esempio a *dropped* o *swinging object*, a *vessel collision* o a *helicopter crash*];
- Scenari incidentali da studiare:
 - Si raccomanda di studiare tutti i rilasci delle singole sezioni isolabili ipotizzando il corretto intervento del sistema di blocco di emergenza (ESD) [la *probabilità di fallimento dei sistemi ESD* è caratterizzata da valori estremamente bassi, pertanto il rischio associato agli scenari di rilascio non intercettati risulta generalmente accettabile]. Qualora l'analista decidesse di omettere lo studio di alcune sezioni isolabili e scenari incidentali, dovrà dare evidenza dei criteri di selezione e dimostrare che la scelta operata garantisce una valutazione cautelativa del rischio.
- Vulnerabilità delle strutture: l'analisi dei danni derivanti dagli scenari incidentali dovrà prendere in considerazione oltre alle persone e alle matrici ambientali anche le strutture presenti sull'impianto al fine di valutare l'eventuale fallimento delle operazioni di evacuazione e lo sviluppo di effetti domino. Lo studio dovrà prendere in considerazione almeno le seguenti strutture:
 - Strutture primarie;

- Pavimentazione del *deck*;
- Serbatoi.

Un buon riferimento tecnico per la selezione dei criteri di vulnerabilità è la Linea Guida DNV CMPT 1999/100a, "A Guide to Quantitative Risk Assessment for Offshore Installations".

- Vulnerabilità delle persone: per l'analisi dei danni alle persone, derivanti dagli scenari incidentali, si potrà far riferimento ai modelli Probit (rif. Libro Verde TNO). I valori di vulnerabilità dovranno essere calcolati con riferimento alle soglie di danno proposte dal DM 9/5/2001.
- Mappatura del rischio: la rappresentazione dei risultati dell'analisi dovrà prevedere la mappatura del rischio, per la successiva verifica rispetto ai criteri di accettabilità, a livello zero per ciascun *deck* (ai fini di evidenziare il rischio per le strutture) e nell'area compresa fra i due *deck* (al fine di evidenziare il rischio per le strutture e quello per le persone), usualmente alla quota di 1,5 metri rispetto al piano del *deck*.

La mappatura dovrà essere effettuata per rappresentare:

- LSIR (*Local Specific individual Risk*) sulle 24 ore, a supporto della valutazione dell'IRPA
- il rischio di escalation (mappando separatamente i rischi di incendio ed esplosione, con riferimento ai criteri di vulnerabilità di cui ai punti precedenti).

C.3.6 Valutazione dei rischi tecnologici indotti per eventi naturali estremi ed altri eventi esterni

Dare evidenza dei criteri utilizzati in sede di progettazione al fine di garantire la sopravvivenza dei sistemi a fronte di eventi naturali estremi o eventi esterni.

Effettuare una valutazione sistematica degli eventi naturali estremi e degli altri eventi esterni (ad esempio mediante analisi HAZID) al fine di evidenziare potenziali contributi di tali eventi all'accadimento di eventi iniziatori d'incidente o alla compromissione dei sistemi di sicurezza di cui è dotato l'impianto. Le risultanze emerse da tale analisi dovranno essere considerate in sede di valutazione del rischio come contributo all'aggravio delle frequenze di accadimento degli eventi iniziatori o delle probabilità di fallimento delle funzioni di sicurezza.

C.3.7 Dimostrazione della progettazione ALARP (*as low as reasonably practicable*)

Riportare i documenti contenenti la dimostrazione ALARP, in cui devono essere precisate almeno le ipotesi effettuate, le scelte adottate e la metodologia impiegata.

Suggerimenti per la dimostrazione ALARP sono riportati nell'Allegato 3: "Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente".

C.4. ELEMENTI CRITICI DELLA SICUREZZA E STANDARD DELLE PRESTAZIONI

Il Decreto pone molta enfasi sugli elementi critici per la sicurezza definiti come parti dell'impianto, compresi i programmi informatici, il cui scopo è impedire o limitare le conseguenze di un incidente grave, o il cui guasto potrebbe causare un incidente grave o contribuirvi sostanzialmente.

Gli elementi critici vengono definiti durante la *Preliminary Hazard Analysis* – PHA (HAZID, HAZOP, ...) e confrontati con le liste rese disponibili dalla letteratura tecnica. Tra gli elementi critici è necessario includere tutte le barriere di sicurezza considerate durante la valutazione del rischio al fine di garantire, mediante una corretta ispezione e manutenzione, i requisiti funzionali ipotizzati.

Vengono inoltre definiti i requisiti che devono soddisfare in termini di funzionalità, affidabilità, disponibilità e sopravvivenza.

Vengono dichiarati gli standard ed i documenti utilizzati durante la progettazione. Questa analisi rappresenta un valido strumento per l'Autorità competente come sistema di verifica

e per l'Operatore come consolidamento di tutte le scelte effettuate. Tutti gli elementi che diventino elementi critici per la sicurezza e per l'ambiente a seguito di operazioni combinate dovrebbero essere identificati e soggetti a verifica.

Riportare una lista di tutti gli elementi critici presenti individuati tramite analisi di rischio, esperienza operativa propria o di altre compagnie.

C.4.1 Descrizione sistema di verifica e dati ente verificatore

Riportare la descrizione generale del sistema di verifica indipendente adottato ai sensi dell'Art. 11 e dell'Art. 17 del D.Lgs. 145/2015, includendo la selezione dei verificatori indipendenti. Devono essere inoltre fornite le informazioni generali sul verificatore indipendente, definendone le mansioni e le responsabilità.

C.4.2 Mezzi di verifica (schede di verifica) (verification schemes)

Riportare i mezzi di verifica adottati per descrivere la gestione degli elementi critici.

L'Operatore si può avvalere dell'esempio riportato nell'Allegato 5 "Gestione degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente" oppure presentare una propria metodologia, dimostrando che sia in linea con quanto richiesto dal D.Lgs. 145/2015.

Riportare le schede di verifica compilate, contenenti le descrizioni dei criteri di prestazione adottati.

La scheda di verifica è un modulo identificativo per ciascun elemento critico, strutturato in modo da essere idoneo per ogni tipologia di elemento critico e che lo "fotografi" in ogni suo dettaglio e ne fornisca tutte le caratteristiche tecniche e anche tutti i requisiti necessari per la manutenzione e l'ispezione, in modo da costituire una rapida sintesi della sua natura e dei suoi requisiti.

Per la compilazione di tali schede è innanzitutto necessario individuare tutti gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente attraverso l'HAZOP/HAZID sviluppato nella valutazione del rischio (all'interno dell'Allegato 5 è presentata una tabella non esaustiva di alcuni elementi critici).

Esisterà, dunque, un numero di schede pari al numero di elementi critici individuati. Il passo successivo per la compilazione di tali schede sarà quello di definire, per ciascun elemento, i criteri di prestazione.

Al fine di definire le funzioni attese dagli elementi critici presenti nel sistema e le relative prestazioni, si potrà far riferimento ai 5 principi del "modello FARSI" (dettagli nel box seguente), che prevede una valutazione di funzionalità, disponibilità, affidabilità, sopravvivenza e interazioni. Tali caratteristiche potranno essere valutate mediante approcci qualitativi (basati sull'esperienza operativa) e/o quantitativi (specialmente per gli impianti in progetto).

- **F=funzionalità (functionality):** "quale è la funzione che l'elemento è chiamato a svolgere?"
- **A=disponibilità (availability):** fornisce la capacità dell'elemento di garantire l'accesso alle sue risorse in modo tempestivo per una durata specificata.
- **R=affidabilità (reliability):** fornisce la probabilità che l'elemento in esame sia in grado di svolgere la propria funzione in maniera continua, in determinate condizioni e per un determinato periodo di tempo.
- **S="sopravvivenza" (survivability):** fornisce la garanzia che l'elemento critico sopravvivrà in caso di incidente grave e manterrà la sua funzione, almeno per un tempo sufficiente.

- interazioni (interactions): vengono definite le interazioni che l'elemento critico in esame presenta con altri elementi critici e come questi si influenzino a vicenda. Questa voce viene strettamente connessa con il criterio di prestazione "funzionalità" in quanto un elemento può andare ad influenzare il funzionamento di un altro.

Un aspetto di particolare rilievo è la definizione dei test e della manutenzione per ciascun elemento critico al fine di garantirne l'affidabilità/disponibilità. Quindi nell'ambito delle voci A ed R devono essere esplicitati in modo chiaro i tempi e i tipi di test condotti. La definizione di tali politiche potrà essere effettuata sulla base di standard di riferimento dell'Operatore, del fornitore o standard internazionali per gli impianti esistenti e/o mediante valutazioni di affidabilità e disponibilità per impianti nuovi in progetto (eventualmente ai sensi della IEC EN 61508 – 61511).

Se l'elemento critico risponde correttamente a tutti i criteri di prestazione, la frequenza di accadimento di un incidente grave diminuisce, e viceversa.

D. GESTIONE DELLE EMERGENZE

Il sistema di gestione delle emergenze deve assicurare che esistano idonee soluzioni per proteggere le persone da specifici pericoli e che esse possano abbandonare l'installazione in sicurezza. Inoltre deve essere previsto un piano di emergenza ambientale, dimostrando l'efficacia di intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi liquidi ai sensi dell'Art. 14 del D.Lgs. 145/2015.

Nella RGR è richiesto che l'Operatore descriva le misure messe in atto per garantire la risposta alle emergenze (All. I par. 1 comma 8, D.Lgs. 145/2015).

La gestione delle emergenze può includere equipaggiamenti, sistemi fisici (attivi e passivi), procedure operazionali, strutture manageriali e organizzative.

Devono essere previste delle azioni per la consultazione e il coordinamento con altri attori coinvolti quali la Guardia Costiera, , gli operatori delle condotte, i proprietari delle imbarcazioni di supporto.

L'Operatore fornisce gli elementi utili a dimostrare di aver considerato le possibili situazioni di impianto e di aver messo in atto soluzioni idonee ed efficaci per limitare le conseguenze degli incidenti sia in relazione alla salute umana che per l'ambiente, comprendendo sistemi di rilevazione/protezione, dispositivi tecnici per limitare l'entità del rilascio accidentale e procedure per la gestione delle situazioni di emergenza.

D.1. SCENARI INCIDENTALI DI RIFERIMENTO

L'Operatore dovrà identificare gli scenari incidentali di riferimento su cui costruire il piano di emergenza.

Specificare gli scenari incidentali di riferimento, indicando le informazioni necessarie per caratterizzarle tra cui le sostanze pericolose emesse.

Gli scenari incidentali sono individuati dall'Operatore nell'ambito dell'analisi di cui alla Sezione C.

La descrizione dello scenario incidentale dovrà essere composta da:

- descrizione degli eventi incidentali di riferimento (incendio, esplosione, rilascio di sostanze tossiche e/o pericolose per l'ambiente);
- sostanze coinvolte (loro condizioni di utilizzo e quantità);
- valutazione delle conseguenze: aree a rischio e misure di protezione;

- d. rappresentazione delle aree di rischio su cartografia in scala adeguata al fine di individuare gli elementi sensibili.

D.2. PIANO DI EMERGENZA

La prima necessità in caso di incidente è l'immediatezza dell'intervento: il piano di emergenza ha lo scopo di mobilitare nel più breve tempo possibile la struttura operativa in grado di fronteggiare l'emergenza.

Lo scopo è, quindi, quello di stabilire le linee di comunicazione e di definizione dei ruoli e delle procedure per attivare personale, attrezzature e mezzi idonei a far fronte, nel minor tempo possibile, ad ogni tipo di incidente che possa verificarsi sull'impianto.

L'Operatore deve predisporre un piano interno di risposta alle emergenze che comprenda, a norma dell'All. I par. 10 del D.Lgs. n. 145/2015:

- condizioni ed eventi prevedibili che possono causare un incidente grave (scenari di riferimento);
- criteri di prestazione utilizzati per la redazione del piano;
- azioni da intraprendere per controllare condizioni ed eventi che possono causare un incidente grave e per limitarne le conseguenze;
- attrezzature e risorse disponibili, comprese le attrezzature per contenere fuoriuscite;
- misure per limitare i pericoli per le persone presenti sull'impianto e per l'ambiente;
- stima dell'efficacia dell'intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi (fattori meteorologici, situazione del mare, maree e correnti marine, ore di luce solare);
- procedure di emergenza adottate per le condotte sottomarine;
- disposizioni per avvisare tempestivamente dell'incidente grave le autorità incaricate di attivare il piano esterno di risposta alle emergenze;
- misure adottate per formare il personale;
- misure per coordinare la risposta di emergenza interna con la risposta di emergenza esterna.

Quindi in un piano di emergenza interno devono essere definiti in maniera chiara:

- **Scenari di riferimento.**
- **Organizzazione:** disponibilità di un team operativo, inserito nella normale attività aziendale, che in caso di emergenza sia pronto ad intervenire rapidamente e con competenza specifica. Devono, quindi, essere stabilite le responsabilità e i principali compiti, modalità di attivazione di interventi esterni e gestione delle responsabilità.
- **Procedure:** definizione delle procedure di intervento per intraprendere le prime azioni, dal nascere del problema alla preparazione del programma di intervento.
- **Smobilitazione:** azioni da intraprendere a fine intervento per la smobilitazione dei mezzi/materiali e per il "reporting". Si intende quindi la smobilitazione dei mezzi e dei materiali, il controllo tecnico/amministrativo, la stesura del rapporto finale dell'intervento, la preparazione della documentazione, tecnica ed amministrativa, da inviare all'Assicurazione e/o alle Autorità competenti.

Il rapporto finale dell'intervento deve comprendere almeno:

- Dati generali del pozzo e del sito;
- Cronologia degli eventi che hanno condotto all'incidente;
- Analisi dell'incidente (cause ed effetti);
- Programma operativo dell'intervento;
- Operazioni di intervento;
- Costi operativi;

- Eventuali operazioni da prevedere nei tempi brevi;
- Eventuale necessità di adeguamento degli impianti non interessati dall'incidente secondo le indicazioni derivanti dall'emergenza vissuta;
- Eventuale proposta di modifica del Piano di Emergenza o di procedure operative nelle parti che si fossero dimostrate inadeguate;
- **Indirizzi:** disponibilità di una lista di indirizzi del personale aziendale, di consulenti autonomi, di Società Contrattiste e di Autorità, che dovranno o potranno essere contattate in caso di incidente e relative modalità di contatto.

Inoltre devono essere riportate le planimetrie con tutte le indicazioni utili per l'attuazione del piano ed in particolare con l'evidenziazione delle vie di fuga e dei punti di raccolta, di tutti i sistemi e le dotazioni da utilizzare in caso di emergenza (posizionamento scialuppe, salvagenti, maschere antifumo, luci di emergenza, etc.).

D.2.1 Protezione dell'ambiente: piano interno di risposta alle emergenze-prevenzione, controllo e mitigazione delle fuoriuscite accidentali di idrocarburi

Il Piano di emergenza ambientale costituisce l'insieme delle misure, procedure e azioni da attuare per fare fronte ad un'emergenza e ridurre gli effetti di perdita di contenimento delle sostanze inquinanti. La complessità del piano di emergenza è funzione della tipologia e molteplicità dei rischi presenti e dell'entità dell'area potenzialmente interessata.

Riportare il piano di risposta alle emergenze interno, redatto in ottemperanza al D.Lgs. n.145/2015 All. I par. 2 comma 16.

Per le fuoriuscite di idrocarburi, il documento dovrebbe riportare almeno le seguenti informazioni:

- Le azioni da intraprendere da parte del personale nel caso di fuoriuscita (per esempio azioni di allerta/notifica, localizzazione della perdita e conseguente tentativo di contenimento) con le procedure descritte ed il nome del responsabile;
- Stima della perdita e notifica al responsabile dell'impianto (indicare quantità e metodo utilizzato per la stima);
- Eventuale stima della dispersione dell'idrocarburo in funzione delle correnti marine;
- Caratteristiche chimico-fisiche del fluido disperso;
- Procedure di monitoraggio e contenimento della dispersione;
- Valutazione impatto sull'ecosistema marino.

D.3. SEGNALETICA DI EMERGENZA

Dichiarare lo standard di riferimento utilizzato nella produzione della segnaletica di emergenza (ICAO, SOLAS, ISO).

Uno standard di riferimento che potrebbe essere utilizzato è la UNI EN ISO 7010-2012 "Segni grafici colori e segnali di sicurezza. Segnali di sicurezza registrati".

D.4. RIFUGIO TEMPORANEO, EVACUAZIONE, FUGA E SOCCORSO (TEMPORARY REFUGE, EVACUATION, ESCAPE AND RESCUE)

Il rifugio temporaneo (TR) è il luogo in cui il personale può radunarsi in sicurezza durante un'emergenza, dal quale si può monitorare e verificare lo svilupparsi della situazione e nello stesso tempo si possono attuare delle azioni di controllo o iniziare l'abbandono dell'installazione. La scelta di un luogo chiuso potrebbe non essere sempre la scelta migliore.
Il rifugio temporaneo e le azioni di recupero e soccorso devono essere idonee per tutti gli scenari incidentali identificati.

Devono essere incluse le modalità di risposta agli effetti del fuoco, dell'esplosione, del fumo e di gas tossici (includendo anche gli effetti secondari come la sovrappressione di esplosione).

La progettazione e la disposizione del TR deve considerare la taglia e la disposizione dell'impianto e il numero di persone presenti a bordo, inclusi personale temporaneo e visitatori. Deve essere posta attenzione agli effetti dell'incapacità motoria, della presenza di feriti, del buio, del fumo e dei danni alle vie di fuga.

Devono essere descritti i criteri di protezione del personale adottati e, ove necessario, devono essere riportati i riferimenti documentali del progetto e specificate le filosofie e le procedure utilizzate.

Deve essere predisposto un inventario completo di tutte le attrezzature per gli interventi di emergenza, in ottemperanza all'Art. 19 comma 7; tale inadempienza è soggetta a sanzione, secondo l'Art. 32 comma 8.

Come minimo, fornire le informazioni dettagliate sui seguenti elementi del sistema di gestione dell'emergenza:

1. Rifugio temporaneo (*Temporary refuge*), specificando il numero dei rifugi temporanei e dei punti di raccolta (*muster area*) presenti sull'impianto, dove sono collocati e quali funzioni devono svolgere. Devono inoltre essere indicate le protezioni poste in essere per permettere l'assemblamento del personale in sicurezza;
2. Vie di accesso e di fuga (*Egress and access route*), indicando il numero di vie di fuga presenti, la localizzazione di tali vie e le dimensioni di ciascuna. Deve inoltre essere specificata la filosofia adottata;
3. Filosofia di raccolta, assemblamento (*muster philosophy*);
4. Sistemi di controllo e comunicazione di emergenza (*PA/GA System*), indicando i mezzi utilizzati per la comunicazione all'interno dell'impianto e con unità esterne per coordinare le operazioni. Nelle aree di raccolta devono inoltre essere poste in essere funzioni di controllo per limitare le conseguenze dell'incidente, pertanto devono essere riportate tutte le funzioni di controllo che possono essere svolte dal punto di raccolta o dal rifugio temporaneo;
5. Mezzi di evacuazione e soccorso (*means of evacuation and escape*), indicando e specificando tutti i mezzi possibili per l'abbandono dell'impianto, sia nel caso in cui debba essere condotto in tempi pianificati sia in cui debba essere condotto in condizioni di emergenza (elicottero, TEMPSC, zattere);
6. Equipaggiamento presente a bordo per il personale per abbandonare in sicurezza l'impianto, comprendendo salvagenti, maschere, luci di segnalazione;
7. Mezzi per il ricovero e il soccorso (*rescue and recovery facilities*);
8. Analisi dei sistemi di evacuazione, fuga e soccorso dimostrando che essi siano sempre in grado di garantire il corretto abbandono in caso di emergenza (*escape, evacuation and rescue analysis*).

A titolo di esempio si riportano alcune informazioni che potrebbero essere applicate per l'impianto in esame:

- le vie di fuga devono permettere la fuga di tutto il personale in sicurezza da qualsiasi punto dell'impianto. Ci sono pertanto almeno due vie di fuga separate da qualsiasi area dell'impianto per garantire che almeno una sia utilizzabile in caso di emergenza;
- le vie di fuga sono state progettate con un percorso quanto più dritto possibile e con un numero di cambi di direzione minimo;
- la larghezza delle vie di fuga è pari a [...] mm per permettere il passaggio de-

gli operatori con una barella;

- l'area di raccolta principale si trova in prossimità dell'area di imbarco e vicino ai moduli alloggi;
- ciascuna area di raccolta è protetta dall'esplosione, dal fumo e dal gas per un periodo di tempo definito.

CAP. 9: Relazione grandi rischi in caso di dismissione di un impianto di produzione

La presente guida si applica alla stesura della documentazione necessaria da presentare prima di eseguire la dismissione di un impianto di produzione fisso. Nel caso di FPSO, le informazioni richieste faranno riferimento alle porzioni fisse dell'impianto.

9.1 CONTENUTI ED INDICE DELLA RELAZIONE PER INFORMAZIONI DA FORNIRE IN CASO DI DISMISSIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE

La Relazione per informazioni da fornire in caso di dismissione di un impianto fisso, sottoscritta dall'Operatore, deve includere come minimo i seguenti contenuti:

- Un paragrafo iniziale denominato “**Sintesi**” in cui si riassumano brevemente le informazioni principali sulle attività programmate.

Nella sintesi si dovrebbe includere l'identificazione del Progetto di dismissione ed integrare informazioni sui Requisiti legislativi del Programma di Smantellamento.

Esempio:

Le attività di chiusura mineraria sono state autorizzate da [...] con autorizzazione n° [...] e sono avvenute nel periodo [data].

Le fasi delle attività di dismissione saranno:

Fase 1-

Fase 2-

Per facilitare la lettura, fin dall'inizio del documento, dovrebbero essere esplicitate le abbreviazioni e gli acronimi.

Si riporta un esempio di tabella per la compilazione della Sintesi, in cui le attività vengono definite in modo sintetico:

IMPIANTO	ATTIVITA'	RESPONSABILE	DATA
Piattaforma fissa Produzione gas/olio [...Nome 1...]	Rimozione condotta sottomarina	Inserire Informazioni e Note dell'Operatore	
Piattaforma fissa Produzione .../... [...Nome 2...]	Mettere l'impianto in condizioni di sicurezza	Inserire Informazioni e Note dell'Operatore	
Piattaforma fissa Produzione .../... [...Nome 3...]	Rimozione della parte emersa ma lasciando in situ la parte inamovibile (i.e: pali cementati)	Inserire Informazioni e Note dell'Operatore	
Condotte sottomarine .../... [...Nome 4...]	...	Inserire Informazioni e Note dell'Operatore	
Struttura sottomarina .../... [...Nome 5...]	Attività post-rimozione: Ripristino fondo marino, rimozione detriti, test di		

	accettabilità delle condizioni del fondo marino		
--	---	--	--

Inserire eventualmente una breve descrizione degli interventi.

- Una **Guida alla lettura** per illustrare le macro-sezioni, ad esempio:

Sezione A: questa sezione contiene tutta la documentazione disponibile dell'impianto aggiornata as built e rappresentante l'impianto nelle condizioni attuali, eventuali documenti certificanti la messa in sicurezza qualora l'impianto sia stato messo fuori servizio, i riferimenti alla documentazione di chiusura mineraria, la localizzazione dell'impianto ed eventuali interconnessioni con impianti limitrofi o a terra ed il programma di smantellamento;

Sezione B: la sezione descrive le fasi operative di dismissione dell'impianto, la politica di gestione dei rischi individuati e la descrizione delle operazioni di smaltimento;

Sezione C: la sezione è dedicata alla descrizione dei grandi rischi per i lavoratori con l'indicazione della popolazione totale esposta e delle misure di controllo del rischio;

Sezione D: la sezione entra nel dettaglio della gestione delle emergenze per garantire l'evacuazione ed il salvataggio in sicurezza del personale nonché la manutenzione dei sistemi di controllo intesi ad evitare un grande incidente ambientale.

- La **Relazione** grandi rischi modificata per informazione in caso di dismissione di un impianto di produzione.

Di seguito si riporta l'indice, con le informazioni minime per redigere una corretta e completa Relazione per informazione in caso di dismissione di un impianto di produzione. L'utilizzatore è chiamato a completare i sotto paragrafi con le informazioni inerenti il proprio progetto di smantellamento.

INDICE

A. Dati identificativi, ubicazione e descrizione dell'impianto di produzione destinato a smantellamento

A.1. Dati generali

A.2 Localizzazione dell'impianto da dismettere

A.3 Descrizione dell'impianto da dismettere

A.4 Descrizione dell'impianto utilizzato per la dismissione, tipologia e scelta del sistema utilizzato

A.5 Programma di smantellamento

B. Descrizione Fasi operative dismissione dell'impianto

B.1 Descrizione delle operazioni di dismissione

B.2 Operazioni subacquee

C Descrizione dei grandi rischi

C.1 Introduzione

C.2 Identificazione dei rischi

D Gestione delle emergenze

9.2 LINEE GUIDA PER LE INFORMAZIONI DA FORNIRE IN CASO DI DISMISSIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE FISSO AI SENSI DEL D.LGS. 145/2015 (ALL.I PAR.6, 4)

A. DATI IDENTIFICATIVI, UBICAZIONE, DESCRIZIONE E STORIA DELL'IMPIANTO FISSO DI PRODUZIONE DA DISMETTERE

Le informazioni da inserire all'interno della Comunicazione come informazioni da fornire in caso di dismissione di un impianto di produzione fisso dovrebbero includere:

- la tipologia dell'impianto oggetto della dismissione;
- tutte le caratteristiche riguardanti l'impianto, la sua funzionalità, i suoi sistemi e servizi;
- la localizzazione e le caratteristiche dell'ambiente circostante, in modo da collegarle con i pericoli che presentino un potenziale di causare un incidente grave;
- eventuali criticità rilevate durante la vita dell'impianto stesso e quanto possa essere utile alla valutazione dei rischi di smantellamento.

Le informazioni devono essere strutturate in modo tale da dimostrare che le richieste del Decreto siano corrisposte. Riferimenti a documenti non disponibili non sono ritenuti accettabili.

Nel caso in cui i documenti richiesti siano stati sviluppati per altri adempimenti legislativi, essi potranno essere semplicemente richiamati.

Il Decreto richiede, inoltre, che i codici, le norme e le linee guida pertinenti utilizzati per la dismissione dell'impianto siano citati all'interno della Relazione.

A.1. DATI GENERALI

A.1.1 *Informazioni relative all'Operatore dell'impianto di produzione destinato alla dismissione*

Riportare il nome e l'indirizzo (sede legale) dell'Operatore dell'impianto.

Operatore: il licenziatario autorizzato dall'autorità preposta al rilascio delle licenze a condurre operazioni in mare e di pozzo nel settore degli idrocarburi, in qualità di rappresentante unico [Art. 2 comma 1 lettera cc)].

A.1.2 *Informazioni relative al proprietario dell'impianto utilizzato per la dismissione*

Riportare il nome e l'indirizzo (sede legale) del proprietario dell'impianto utilizzato e responsabile delle operazioni di dismissione.

A.1.3 *Denominazione e ubicazione*

Indicare la denominazione e l'ubicazione dell'impianto da dismettere, riportando le coordinate geografiche.

Le informazioni che dovrebbero figurare sarebbero, ad esempio:

INFORMAZIONI INSTALLAZIONE PIATTAFORMA DI PRODUZIONE FISSA									
Nome	Tipologia	Localizzazione		Topside/installazione		Jacket			
		Longitudine	Latitudine	Peso (UM)*	Numero moduli	Peso (UM)*	Numero gambe	Numero pali	Peso dei pali (UM)*

*Unità di Misura

A.1.4 Responsabili della progettazione esecutiva e della realizzazione di operazioni di dismissione e qualificazione/esperienza professionale

Indicare i responsabili della progettazione esecutiva e della realizzazione delle operazioni di smantellamento, indicandone il tipo di qualifica professionale e le esperienze possedute nello specifico campo.

A.1.5 Responsabile della Relazione modificata per dismissione di un impianto di produzione e qualificazione/esperienza professionale

Indicare il responsabile della stesura della Relazione sui grandi rischi modificata per operazioni di dismissione, la sua qualifica professionale e le sue esperienze nel campo, nonché la/le persona/e fisica/che e/o giuridica/che e le organizzazioni che hanno partecipato alla stesura della Relazione.

A.1.6 Relazione di sintesi del coinvolgimento dei lavoratori

Riportare il riferimento al documento redatto in ottemperanza alla Legge inerente la sicurezza sul lavoro (DPR 128/1959, DPR 886/1979, D.Lgs. 624/1996, D.Lgs. 81/2008).

A.1.7 Chiusura mineraria

Riportare i riferimenti e allegare la relazione finale prodotta dall'Operatore relativa alla chiusura mineraria.

A.2. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO DA DISMETTERE

A.2.1 Posizione e cartografia, planimetrie e sezioni dell'impianto

Riportare tutte le informazioni cartografiche e i disegni atti a caratterizzare la posizione dell'impianto, la disposizione orizzontale e verticale delle strutture e delle apparecchiature.

Le informazioni che dovrebbero figurare sono:

- Sezioni longitudinali/elevazioni dell'impianto con viste Nord/Sud/Est/Ovest (le più significative);
- Mappa cartografica;
- Coordinate.

A.2.2 Informazioni sul fondo marino e sottosuolo (Seabed and subsoil)

Riportare le informazioni e la cartografia atta a descrivere le caratteristiche del fondo marino con annessi grafici e tabelle, mettendo in luce tutti i fattori che potrebbero avere impatti con le attrezzature ed i mezzi/sistemi di smantellamento.

Le informazioni necessarie dovrebbero includere:

- Dati del suolo e fondazioni: presentati in forma di tabella, come di seguito indicata a titolo di esempio

Formazione	Profondità [m]	Descrizione	Peso sommersa (UM)*	unità	Sforzo di taglio di progetto [undrained] (UM)*	Angolo attrito interno (UM)*

*Unità di Misura

A.2.3 Limitazioni ambientali e restrizioni

Dati ambientali

Riportare la descrizione delle limitazioni ambientali e meteorologiche.

A titolo di esempio si riportano alcune limitazioni ambientali:

- Le operazioni non possono essere condotte durante temporali di forte intensità;
- Le operazioni non possono essere condotte nel caso di onde superiori a ...[m];
- Etc.

Limitazioni alla navigazione

Riportare tutti i vincoli e le limitazioni alla navigazione entro l'area di sicurezza, definita a norma dell'Art. 2, comma 1 lettera uu) del D.Lgs. n. 145/2015 come entro 500 metri dall'impianto. Entro l'area di sicurezza devono essere descritti eventuali dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure impiegate per impedire l'accesso a tutte le persone non autorizzate e per impedire la navigazione di tutte le imbarcazioni non collegate all'attività di impianto.

Inserire, inoltre, informazioni sulla presenza di installazioni vicine che potrebbero avere impatti dalla presenza dei mezzi operativi, di appoggio, di sollevamento e rimozione e loro movimentazione.

A.3. DESCRIZIONE DELL' IMPIANTO DA DISMETTERE

L'impianto potrebbe aver subito notevoli modifiche nel corso della sua vita produttiva. Potrebbe aver cambiato la sua destinazione d'uso, diventando, per esempio, da impianto produttivo un impianto di re-iniezione. Oppure da installazione presidiata a non-presidiata e controllata da remoto.

I dati ritenuti necessari e la "storia" della vita dell'impianto dovrebbero essere inseriti nella descrizione.

A.3.1 Tipologia di impianto di produzione da smantellare

Descrivere le unità che costituivano l'impianto di produzione:

- Unità di processo
- Unità di servizio
- Moduli alloggi
- Sistemi di emergenza/salvataggio
- Etc.

A.3.2 Descrizione dello stato d'impianto prima delle operazioni di dismissione

L'Operatore deve riportare gli esiti della verifica che l'impianto da smantellare sia in condizioni idonee per le procedure da seguire (quanto indicato è indicativo e non limitativo):

- Le apparecchiature devono risultare flussate in modo adeguato per eliminare la presenza di sostanze pericolose.
- L'impianto deve essere stato svuotato da tutte le sostanze, e se ritenuto opportuno, è stato sezionato attraverso le valvole di blocco o interposizione di dischi ciechi.

In questo paragrafo devono essere descritti i mezzi per isolare tutte le sostanze pericolose usate per le operazioni.

Fornire l'elenco di apparecchi/tubazioni, le dimensioni ed il peso.

Di quanto sopra, è indispensabile anche conoscere l'ubicazione tramite indicazione sui layout d'impianto.

Le informazioni necessarie dovrebbero includere (si riportano a titolo di esempio le seguenti tabelle):

Elenco Apparecchi: Unità [...]							
Descrizione	Item	Materiale	Dimensioni Alt x Lungh x Largh opp. Diametro/Lungh [mm]	Peso [tonn]	Volume [m ³]	Stato Apparecchio	Stato bonifica
Separatore	V001	AISI	3000x6000	3	50	Fuori servizio	Flussato con aria

Elenco tubazioni								
Descrizione	N° linea	Diame- tro [mm]	Lun- ghezza [mm]	Descr- zione delle parti compo- nenti	Prodotto traspor- tato	Connes- sioni da --- a ---	Stato tuba- zione	Stato bonifi- ca
Condotta rialita	PL163 1	330	6000	Acciaio	Olio	da SDV... a XV...	Fuori servizio	Flussa- ta con azoto

A.3.3 Protezione ambientale

Possibili impatti ambientali possono derivare da:

- Emissioni prodotte/disperse dalle apparecchiature;
- Scarichi dovuti ai mezzi di supporto, etc.;
- Scarichi/perdite in mare di acque, prodotti, materiali, ed altro;
- Emissioni sonore, luminose, etc.

Riportare eventualmente i riferimenti ai documenti sviluppati per le emissioni in atmosfera e gli scarichi a mare.

A.3.4 Depositi, approvvigionamento e smaltimento di sostanze pericolose (storage of hazardous substances)

Riportare l'elenco e la descrizione di tutti i prodotti chimici pericolosi presenti a bordo. Per avere una corretta descrizione dei depositi devono figurare almeno le seguenti informazioni:

- Tipologia;
- Quantità;
- Modalità di stoccaggio.

Devono inoltre essere indicate le protezioni poste in essere.

A.4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO UTILIZZATO PER LA DISMISSIONE, TIPOLOGIA E SCELTA DEL SISTEMA UTILIZZATO

Devono essere descritte le tipologie d'impianto e le modalità che verranno utilizzate per la dismissione. Come minimo devono essere indicati:

- Tipologia di mezzi di supporto per le attività (trasporto, logistica, etc.);
- Tipologia di imbarcazioni per sollevamento dei carichi;
- La descrizione di come le soluzioni proposte, i metodi e le procedure per lo smantellamento dell'installazione, e condotte ad essa connesse, tengano in adeguata considerazione il progetto ed i metodi di costruzione della stessa. Dovrebbero essere esplicitate tutte le principali sfere d'intervento: ambiente, sicurezza e salute.

Si riportano esclusivamente a titolo di esempi alcune tabelle idonee a rappresentare i sistemi selezionati.

Metodo di rimozione struttura offshore: [NOME]	
Nome imbarcazione/pontone e sistema di sollevamento/capacità	
Metodo	Descrizione
Descrivere il metodo utilizzato e il percorso di smaltimento	Esempio: La piattaforma [nome] verrà movimentata dopo che le condotte di risalita saranno state pulite e disconnesse. La rimozione prevede le fasi: ... La struttura verrà trasportata al porto [nome] dove verrà smaltita... Il sito di smaltimento ...

Per installazioni sottomarine:

Installazione sottomarina e funzione di stabilizzazione			
Installazione sottomarina e funzione	Numero	Opzioni	Percorso di smaltimento (se applicabile)
Es: Strutture	Es: 26	Es: Recupero con sollevamento della unità completa	Es: Invio a terra per riutilizzo/riciclo
Es: Teste pozzo	Es: 15	Es: Recupero completo	Es: Invio a terra per riutilizzo/riciclo

Per le condotte:

Metodi e opzioni per le condotte e gruppi di condotte sottomarine			
Condotta/gruppo	Condizione della linea/linee (in superficie/in fossa/interrato/in attraversamento)	Parte intera o parziale della/e condotta/e	Note:
Es: Condotta P100 (esportazione olio)	Es: Infossata e interrata sul fondo. La condotta è stabile sul fondo	Esempio: Linea da 14"	

A.5. PROGRAMMA DI DISMISSIONE

La pianificazione delle attività di dismissione è una parte cruciale del processo. Essa implica la scelta della strategia, la filosofia e il raggiungimento degli obiettivi. E' richiesta l'identificazione della legislazione di riferimento e dei pericoli per scegliere la migliore procedura.

La pianificazione, infatti, include una fase legata agli iter autorizzativi e all'approvazione delle Autorità competenti, l'individuazione delle alternative tecniche, la preparazione della parte d'ingegneria e sicurezza, l'eventuale stipula di contratti con vari fornitori di servizi e, non ultima, l'identificazione dei pericoli.

Il programma di dismissione può riguardare una sola piattaforma, una condotta o più piattaforme di un campo di produzione e può variare in accordo alle circostanze specifiche.

Particolari criticità legate al programma di dismissione potrebbero comportare:

- Interventi aggiuntivi richiesti per assicurare operazioni effettuate in sicurezza;
- Manodopera addizionale richiesta per eseguire attività non previste e non programmate;

- Presenza di materiale pericoloso non dichiarato e registrato in precedenza con aggravio di attività sia a mare che a terra;
- Presidio addizionale con richiesta di presenza ulteriore di imbarcazioni di supporto;
- Maggiore attività di sollevamento di carichi pesanti rispetto a quanto stimato.

In questa parte della Relazione si dovrebbe inserire la data d'inizio e fine operazioni con tutte le fasi temporali significative per ogni parte di impianto identificata e sezionata opportunamente.

Il programma proposto dovrebbe essere redatto in una forma che permetta rapidi aggiornamenti e variazioni. Per ciascuna operazione deve essere indicata la data e qualsiasi diagramma, tabella o equivalente deve essere fornito in allegato. E' preferibile una struttura in forma di tabella, breve e congruente con tutte le informazioni richieste ed adeguate al progetto in esame.

Si riporta esclusivamente a titolo di esempio una tabella idonea alla rappresentazione del programma:

Attività	2019				2020				2020			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
Messa in sicurezza	X	X	X	X								
Sopralluoghi	X	X	X	X	X	X	X	X				
Autorizzazioni						X						
Ingegneria di dettaglio					X	X	X	X				
Rimozione									X	X	X	X
.....												

B. DESCRIZIONE FASI OPERATIVE DELLA DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

In questa parte di Relazione è richiesto di:

- Descrivere le fasi operative di smantellamento, la politica di gestione dei rischi individuati e la descrizione delle operazioni di smaltimento. In particolare riportare le analisi del progetto di smantellamento e la definizione delle procedure con descrizione delle fasi e impegni di materiale e personale;
- Indicare, a cura dell'Operatore, il massimo numero di persone che si prevede siano presenti a bordo dell'installazione durante le operazioni di smantellamento;
- Riportare la valutazione dei turni di presenza durante le operazioni e come questo possa avere impatti sul piano di risposta alle emergenze.

Le fasi operative si suddividono in linea di principio come segue:

- Sopralluoghi: la pianificazione dei sopralluoghi è fondamentale per la definizione dell'inventario, la stima e la catalogazione dei pesi, la verifica dell'integrità della struttura e le sue condizioni, lo stato delle condotte, tubazioni e pozzi di produzione, l'accertamento dello stato del fondo marino e delle strutture sommerse, e la pianificazione dell'ordine di smantellamento;
- Mantenimento dei sistemi di servizio temporanei: occorre valutare la necessità o meno di imbarcazioni di supporto ed i loro requisiti;
- Messa in sicurezza dell'impianto: Se ritenuto necessario, prevedere il drenaggio, la pulizia e la bonifica secondo una sequenza idonea. La pianificazione delle operazioni per la messa in sicurezza deve considerare che:
 - La struttura emersa (topside) deve essere posta in sicurezza rimuovendo le sostanze pericolose o potenzialmente tali;
 - Tutti gli apparecchi devono essere puliti e bonificati prima che i moduli e le loro connessioni possano essere tagliati per la rimozione. L'estensione della attività di pulizia e bonifica dipende dallo stato degli apparecchi e di potenziali contaminanti presenti, per esempio detriti, olii, cere o componenti tossici;
 - La disconnessione della struttura dal fondo marino comporta il taglio dei pali di fondazione, getti di acqua abrasivi, tagli con filo diamantato e possibile uso di esplosivi;
 - Separare strutture sommerse implica tagli in immersione, disconnettere i conduttori e il possibile uso di esplosivi;
 - La pulizia del sito comporta la rimozione dei detriti di materiali e detriti di perforazione;
 - I materiali di scarto devono essere smaltiti a terra in accordo alla legislazione vigente e alle migliori pratiche disponibili;
- Disponibilità della navi: In funzione della capacità di sollevamento del pontone utilizzato, possono essere adottati diversi metodi di sollevamento. L'utilizzo di mezzi con capacità limitata implica il sezionamento dei vari moduli in pezzi, con il conseguente aumento della forza lavoro e dei tempi necessari per le operazioni a mare, mentre l'utilizzo di mezzi di elevata capacità consente la rimozione completa dei singoli moduli od anche la rimozione degli impianti in un singolo pezzo;
 - La scelta del mezzo di sollevamento viene eseguita tenendo conto degli aspetti tecnici e di sicurezza delle varie alternative disponibili sul mercato.
- Riutilizzo: alcune apparecchiature dell'installazione, come serbatoi o compressori, potrebbero essere recuperati e riutilizzati. Tutta la parte rimanente costituisce "rifiuto" e deve essere inviata ai siti autorizzati;
- Per lo smantellamento e rimozione finali devono essere applicati criteri selettivi che

permettano lo smaltimento finale differenziato;

- In riferimento ad un generico impianto upstream, è ipotizzabile la presenza delle tipologie di rifiuto di seguito elencate:
 - Rottami metallici puliti;
 - Rottami metallici inquinati;
 - Amianto e materiali contenenti amianto;
 - Fibre minerali artificiali;
 - Macerie pulite, da demolizione opere edili;
 - Oli esausti;
 - Batterie e rifiuti piombosi;
 - Prodotti chimici esausti;
 - Rifiuti da bonifica impianti;
 - Imballaggi usati;
 - Acque inquinate e/o rifiuti liquidi.

B.1. DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DI DISMISSIONE

L'Operatore dovrebbe fornire il dettaglio di ciascuna fase prevista del processo di dismissione.

Dovrebbe come minimo fornire:

- Riferimenti documentali della chiusura mineraria;
- Informazioni di come e quando siano terminate le attività preliminari per poter procedere con le vere e proprie operazioni di taglio e rimozione della piattaforma;
- Una Relazione conclusiva dell'ingegneria sviluppata per il processo di dismissione;
- Report dei sopralluoghi eseguiti;
- Report della pianificazione logistica (personale coinvolto, trasporto personale, mensa, alloggi, pianificazione interventi, dettagli esecuzione interventi, etc.);
- Metodo di rimozione strutture.

Vedere l'Allegato 7 "Concetti di base per la dismissione di un impianto di produzione" per i dettagli delle singole voci.

A titolo di esempio si riportano le principali operazioni di smantellamento e loro requisiti: [HSE UK- Offshore Technology Report 2001/032]:

- Chiusura mineraria (analizzata nel dettaglio nel Cap. 7 di queste Linee Guida);
- Taglio dei conductors e loro pertinenze;
- Disconnessione, flussaggio e sigillatura delle tubazioni e delle condotte di risalita;
- Rimozione delle tubazioni, condotte e strutture sottomarine associate;
- Rimozione delle apparecchiature della piattaforma;
- Adeguatezza della pianificazione delle operazioni;
- Chiusura finale;
- Smantellamento strutture emerse;
- Smantellamento e rimozione del Jacket;
- Rimozione completa;
- Caricamento dei mezzi di trasporto;
- Scarico dai mezzi di trasporto;
- Smaltimento.

B.2. OPERAZIONI SUBACQUEE (DIVING OPERATIONS)

Riportare la tipologia delle attività previste.

Devono essere, inoltre, indicate le precauzioni adottate, nonché deve essere posta in evidenza l'eventuale influenza di tali operazioni sull'accadimento di eventuali incidenti gravi.

Il Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, riporta:

Capo VII - Impiego di operatori subacquei

53. Prescrizioni generali.

Le prestazioni lavorative in immersione per il posizionamento della piattaforma, per l'ispezione e la manutenzione delle attrezzature sommerse o per lavori assimilabili, devono essere effettuate solamente da personale esperto e fisicamente idoneo, diretto da un responsabile di comprovata capacità, nel rispetto delle norme specifiche in materia e delle regole della buona tecnica.

Tutte le immersioni devono essere autorizzate dal predetto responsabile.

Non è consentito l'impiego di operatori subacquei quando non siano presenti a bordo gli equipaggiamenti, le attrezzature ed i mezzi di salvataggio necessari per rendere sicure le immersioni, o quando vi siano dubbi sulle condizioni psico-fisiche degli operatori stessi.

- Il datore di lavoro deve prevedere la disponibilità, a seconda delle situazioni, di una camera iperbarica a bordo o di un rapido collegamento con un centro di emergenza dotato di tale attrezzatura).*

C. DESCRIZIONE DEI GRANDI RISCHI

C.1. INTRODUZIONE

L'Operatore deve descrivere i grandi rischi per i lavoratori e l'ambiente connessi alla dismissione dell'impianto con l'indicazione della popolazione totale esposta e delle misure di controllo del rischio.

La identificazione dei pericoli deve tenere in adeguata considerazione ogni stadio delle attività di dismissione.

La descrizione dei grandi rischi implica un processo strutturato. La prima attività da condurre è legata all'identificazione dei pericoli.

I metodi generali sono esplicitati nella Linea Guida per la Relazione grandi rischi per un impianto di produzione, CAP. 3, parte C ed Allegato 4.

Si sottolinea che, nel caso particolare delle operazioni di dismissione, le problematiche da valutare per la sicurezza sono specifiche e più simili a quelle riscontrabili nei cantieri di costruzione/demolizione.

C.2. IDENTIFICAZIONE DEI PERICOLI

I pericoli più significativi identificati nella fase di dismissione riguardano:

- *le fasi preparatorie alla demolizione dell'impianto che deve essere svuotato, in modo opportuno, degli idrocarburi liquidi e gassosi, attraverso le reti di drenaggio, e di scarico effluenti gassosi e flussato con gas inerte o acqua;*
- *L'isolamento e lo smontaggio, la messa in sicurezza e/o bonifica delle installazioni.*

Guasti o fallimenti nella conduzione di queste attività potrebbero comportare il rilascio di sostanze infiammabili, esplosive o tossiche. L'ingresso di personale all'interno di serbatoi deve essere gestito con molta attenzione essendo un'operazione potenzialmente di grave pericolo. Il sistema antincendio potrebbe essere non disponibile a causa di mancanza di combustibile per le pompe acqua mare.

I pericoli dovuti alla fase di smantellamento possono derivare da:

- *I residui di lavorazione che potrebbero innescare atmosfere infiammabili generando esplosioni significative o flash fire durante le operazioni di taglio termico o rettifica (grinding);*
- *Esposizione del personale a sostanze dannose durante la bonifica delle apparecchiature o per l'ingresso nei serbatoi;*
- *Caduta oggetti;*
- *Non disponibilità dei sistemi fissi di rilevamento incendio e presenza gas, dei sistemi di allarme ed antincendio per la progressiva mancanza dei sistemi di alimentazione di energia e combustibili;*
- *Progressiva indisponibilità dei mezzi di fuga, evacuazione e soccorso con loro ridotta accessibilità e possibilità di fuga dall'installazione;*
- *Pericolo per il personale sommozzatore durante gli interventi di collegamento, manovra, localizzazione, sopralluogo, rinforzo, etc.*

Le tipologie di metodo di cui si può avvalere l'Operatore per l'individuazione e la descrizione dei grandi rischi comprendono:

- Metodologie di tipo semi-quantitativo, tra cui si cita il *Bow tie*;
- Metodologie di tipo qualitativo, tra cui si cita la *JHA (Job Hazard Analysis)*;

Si sottolinea che la presente trattazione è espressamente riferita alle attività di dismissione, caratterizzate da aspetti sostanzialmente differenti dalle altre casistiche affrontate nelle

linee guida presentate nei capitoli precedenti, per impianti di produzione o non destinati alla produzione.

Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 4: "Analisi di rischio" e all'Allegato 7: "Concetti di base per la dismissione di un impianto di produzione".

L'Operatore deve indicare la tipologia di analisi che intende adottare per effettuare la valutazione dei rischi.

C.3. VALUTAZIONE DEL RISCHIO

L'Operatore dovrà provvedere a valutare la tollerabilità dei rischi mediante criteri qualitativi come proposto nell'Allegato 3.

D. GESTIONE DELLE EMERGENZE

Per "emergenza" si intende qualsiasi evento imprevisto e/o accidentale, che alteri il normale andamento lavorativo, che rappresenti un pericolo per le persone, per l'ambiente o per i beni aziendali e a cui si debba far fronte con risorse, mezzi ed attrezzature dell'installazione e, se necessario, con il supporto di terzi.

La pronta soluzione dell'emergenza comprende i seguenti fattori determinanti:

- disponibilità di piani organizzativi;
- rapidità dell'intervento;
- specializzazione del personale coinvolto;
- reperibilità delle informazioni su disponibilità di materiali e persone;
- disponibilità di guide e raccomandazioni sulle azioni da intraprendere;
- comunicazioni rapide tra le persone coinvolte;
- esercitazioni di emergenza periodiche.

Il contenuto di questo paragrafo è descritto in dettaglio al CAP. 3 delle Linee Guida "Relazione grandi rischi per un impianto di produzione", sezione D "Gestione delle emergenze".

LINEE GUIDA

ALLEGATI

Allegato 1

Classificazione luoghi pericolosi per presenza di atmosfere esplosive (hazardous areas)

Il D.Lgs. 145/2015 richiama il D.Lgs. 81/2008 recante norme in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e sue modifiche e integrazioni. Il D.Lgs. 81/2008 richiede che il datore di lavoro provveda a classificare i luoghi in accordo all'allegato XLIX, che fa esplicito riferimento alla norme tecniche specifiche di settore:

- EN 60079-10-1 (CEI 31-30) per atmosfere esplosive in presenza di gas;
- EN 60079-10-2 per atmosfere esplosive in presenza di polveri combustibili.

Tuttavia, il D.Lgs. 81/2008, per questa fattispecie, non si applica all'industria estrattiva, per la quale rimane vigente il D.Lgs. 624/96 che prescrive, in ogni caso e ad esempio, l'utilizzo di attrezzature elettriche o elettromeccaniche adatte alla classe di rischio di una determinata zona (Capo IV). Pertanto, si ritiene che l'applicazione delle norme tecniche CEI suddette sia adeguata anche al caso delle impianti offshore di produzione o non destinati alla produzione.

La norma di riferimento per la presenza di gas, versione 2010 (CEI 31-30), è stata oggetto di una revisione tecnica, pubblicata nel Marzo 2016 (CEI 31-87). La versione del 2010 rimane in vigore fino al 13/10/2018. Inoltre, il comitato tecnico CT31 ha pubblicato la Guida CEI 31-35 "Atmosfere esplosive - Guida alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas in applicazione della Norma CEI EN 60079-10 1 (CEI 31-87)".

Nella CEI EN 60079-10-1:2016, in funzione della frequenza di formazione, della tipologia di sorgente di emissione e della permanenza di un'atmosfera esplosiva, i luoghi pericolosi sono classificati nelle seguenti zone:

- Zona 0: luogo dove è presente continuamente o per lunghi periodi un'atmosfera esplosiva per la presenza di gas;
- Zona 1: luogo dove è possibile sia presente durante il normale funzionamento un'atmosfera esplosiva per la presenza di gas;
- Zona 2: luogo dove non è possibile sia presente un'atmosfera esplosiva per la presenza di gas durante il normale funzionamento o, se ciò avviene, è possibile sia presente solo poco frequentemente e per brevi periodi.

Con la dicitura "sorgente di emissione" si intende un punto o una parte da cui può essere emesso nell'atmosfera un gas, un vapore, una nebbia o un liquido con modalità tale da originare un'atmosfera esplosiva per la presenza di gas.

Una sorgente di emissione viene definita:

- di grado CONTINUO, se l'emissione avviene frequentemente o per lunghi periodi;
- di grado PRIMO, se l'emissione può avvenire periodicamente oppure occasionalmente durante il funzionamento normale;
- di grado SECONDO se l'emissione non è previsto che possa avvenire durante il funzionamento normale o, se ciò avviene, è poco frequente e si protrae per brevi periodi.

Il tipo di zona è strettamente correlato da un legame causa-effetto al grado dell'emissione, per cui, in generale, una emissione di grado CONTINUO genera una Zona 0, una emissione di grado PRIMO genera una Zona 1, una emissione di grado SECONDO genera una Zona 2.

La ventilazione è l'elemento che può alterare questa corrispondenza biunivoca, per cui una cattiva ventilazione o la sua assenza, potrebbe condurre ad un aggravio di tipo di zona (es. una emissione di grado PRIMO potrebbe generare una Zona 0 invece di una Zona 1, una emissione di grado SECONDO potrebbe generare una Zona 1 invece di una Zona 2).

Gli impianti di produzione e non destinati alla produzione presentano, inoltre, apparecchi e dispositivi, come le teste pozzo, le torri di perforazione, il circuito fanghi ed i sistemi di manutenzione che non possono essere riconducibili alle sorgenti di emissione "classiche" (flange, valvole, pompe) presenti nella normativa CEI sopra descritta.

A questo scopo si può riportare la possibilità che offre la norma CEI EN 60079-10-1, che permette di utilizzare altre norme o standard se di specifica applicazione all'impianto in esame. In particolare, per le piattaforme offshore, sono largamente usate le:

- **API 505:** *Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class 1, Zone 0, and Zone 2*
- **IP 15:** *Area classification code for installations handling flammable fluids*

Tutta la modulistica è reperibile nella norma stessa.

Allegato 2 ***Criteri di sicurezza***

SOMMARIO

1.	Generalità	170
2.	Scopo dell'Allegato.....	172
3.	Termini, definizioni e abbreviazioni.....	173
4.	Requisiti di sicurezza per il Progetto Strutturale	174
4.1.	Obiettivi	174
4.2.	Requisiti funzionali.....	175
4.3.	Criteri di sicurezza per la Progettazione Strutturale	175
5.	Requisiti di sicurezza per la Disposizione Planimetrica	176
5.1.	Obiettivi	176
5.2.	Requisiti funzionali.....	176
5.3.	Criteri di sicurezza per la Disposizione Planimetrica	177
6.	Requisiti di sicurezza per il sistema di Evacuazione, Fuga e Soccorso 180	
6.1.	Obiettivi	180
6.2.	Requisiti funzionali.....	180
6.3.	Criteri di sicurezza per il progetto del sistema Evacuazione, Fuga e Soccorso	180
7.	Requisiti di sicurezza del Sistema di blocco e depressurizzazione	182
7.1.	Obiettivi	182
7.2.	Requisiti funzionali.....	182
7.2.1.	<i>Criteri di sicurezza per il sistema di Blocco e Depressurizzazione</i>	<i>182</i>
7.2.2.	<i>Procedure di blocco di emergenza.....</i>	<i>183</i>
8.	Requisiti di sicurezza per il Controllo dell'innesco	184
8.1.	Obiettivi	184
8.2.	Requisiti funzionali.....	184
8.3.	Linee guida per il controllo dell'innesco.....	184
9.	Requisiti di sicurezza per il Controllo delle fuoriuscite di idrocarburi ..	186
9.1.	Obiettivi	186
9.2.	Requisiti funzionali.....	186
9.3.	Criteri di sicurezza per il controllo delle fuoriuscite di idrocarburi	186
10.	Requisiti di sicurezza del Sistema di generazione elettrica di emergenza .	188
10.1.	Obiettivi	188
10.2.	Requisiti funzionali.....	188
10.3.	Criteri di sicurezza per il sistema di generazione elettrica di emergenza	188

11. Requisiti di sicurezza del Sistema di rilevamento gas e incendio	190
11.1. Obiettivi	190
11.2. Requisiti funzionali.....	190
11.3. Criteri di sicurezza per il sistema di rilevamento incendio e gas.....	190
12. Requisiti di sicurezza per il sistema antincendio	193
12.1. Obiettivi	193
12.2. Requisiti funzionali.....	193
12.3. Criteri di sicurezza per la protezione attiva antincendio.....	193
13. Requisiti di sicurezza del sistema di Protezione passiva antincendio..	195
13.1. Obiettivi	195
13.2. Requisiti funzionali.....	195
13.3. Criteri di sicurezza per il sistema di protezione passiva antincendio.	195
14. Misure di mitigazione e protezione contro l'esplosione	197
14.1. Obiettivi	197
14.2. Requisiti funzionali.....	197
14.3. Criteri per la mitigazione e protezione contro l'esplosione	197
15. Risposta al fuoco e all'esplosione	200
15.1. Obiettivi	200
15.2. Requisiti funzionali.....	200
15.3. Sistemi di interazione uomo-macchina (<i>Human-machine interface, HMI</i>).....	200
16. Ispezioni, test e manutenzione	202
16.1. Obiettivi	202
16.2. Requisiti funzionali.....	202
16.3. Criteri di sicurezza per ispezioni, test e manutenzione	202
16.3.1. Sistema di rilevamento incendio e gas.....	202
16.3.2. Sistema di blocco e depressurizzazione	203
16.3.3. Sistema pompe antincendio.....	203
16.3.4. Sistema a diluvio (<i>deluge</i>) e pioggia (<i>sprinkler</i>)	203
16.3.5. Manichette antincendio, ugelli e monitor	203
16.3.6. Sistemi fissi estinguenti con agenti chimici	203
16.3.7. Sistemi con agenti estinguenti gassosi e <i>water-mist</i>	204
16.3.8. Estintori antincendio mobili portatili.....	204
16.3.9. Sistemi di batterie e ricarica	204
16.3.10. Supporto al sistema di emergenza.....	204
16.3.11. Protezione antincendio passiva.....	204
16.4. Frequenze tipiche per ispezioni e test.....	204
17. Norme e legislazione.....	207
17.1. Legislazione Italiana.....	207
17.2. Legislazione Internazionale	207

17.3.	European Directives	207
17.4.	Norme e Standard Internazionali.....	209
17.4.1.	<i>Sistemi di Processo ed Ausiliari</i>	209
17.4.2.	<i>Sistemi di sicurezza, HSE</i>	209
17.4.3.	<i>Tubazioni e Condotte</i>	211
17.4.4.	<i>Meccanica</i>	217
17.4.5.	<i>HVAC</i>	219
17.4.6.	<i>Strutture</i>	221
17.4.7.	<i>Elettrica</i>	223
17.4.8.	<i>Generatori e Turbocompressori</i>	226
17.4.9.	<i>Strumentazione e Telecomunicazioni</i>	226

1. GENERALITÀ

I Criteri di Sicurezza nella progettazione raccolgono i principi della “buona ingegneria” al fine di assicurare che il progetto sia *intrinsecamente più sicuro* ed in accordo sia alla politica di sicurezza sia alla regolamentazione internazionale ed italiana. L’obiettivo è di garantire l’integrità dell’impianto e di prevenire le perdite di contenimento di idrocarburi.

Le Norme e gli Standard emessi a livello internazionale, come per esempio la ISO 13702 “*Petroleum and natural gas industries - Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations - Requirements and guidelines*”, promuovono un approccio strutturato all’identificazione e la gestione dei pericoli per la salute, la sicurezza e l’ambiente da applicarsi durante la progettazione, la costruzione, le operazioni, le ispezioni, la manutenzione, e lo smantellamento dell’installazione.

Un processo o un impianto è definito “intrinsecamente più sicuro”, rispetto ad uno specifico pericolo o una classe di pericoli, se posto a confronto con più alternative.

Nella realtà, un impianto ideale non esiste, ed è quindi più corretto esprimersi nei termini di impianto/processo intrinsecamente più sicuro, cioè che per confronto con più alternative comporta meno pericoli e sorgenti di rischio.

L’approccio “intrinsecamente più sicuro” utilizza le basi stesse della progettazione per raggiungere l’obiettivo di evitare o eliminare i pericoli o ridurre la loro conseguenza, severità o probabilità. Lo scopo prefissato è dunque quello di massimizzare la sicurezza attraverso i principi di “eliminazione”, “prevenzione”, “controllo” e “mitigazione” dei pericoli, affiancandosi ai sistemi di sicurezza “esterni”, come il sistema di blocco, i sistemi attivi e passivi, che presentano comunque un proprio “rateo di guasto”.

Nel progetto di un impianto o di un’attività intrinsecamente più sicuri gli obiettivi sono:

- Prevedere materiali non pericolosi;
- Limitare al massimo il materiale pericoloso in deposito o processato e, comunque, in quantità tale da non rappresentare un pericolo;
- Prevedere condizioni operative per cui i materiali pericolosi non possono causare effettivo pericolo.

Inoltre, ridurre la complessità del progetto di un impianto e della sua gestione riduce la probabilità di scenari incidentali, rende più semplici le operazioni, riduce le occasioni di errore umano ed ottimizza il numero di apparecchi, riducendone le possibilità di guasto. Infine, nella progettazione di sistemi di sicurezza e controllo occorre sempre implementare il principio di ridondanza, diversificazione e separazione.

In particolare i criteri di sicurezza riguardano:

- Disposizione planimetrica (*layout*);
- Processo e Servizi;
- Sistema di Sicurezza;
- Sistema Elettrico;
- Prevenzione Incendi;
- Protezione Personale;
- Protezione dell’Ambiente;
- Sistemi di Scarico;
- Sistemi di evacuazione e fuga.

Le relazioni tra i principi e gli approcci al progetto sono messi a confronto in Tabella 3:

Tabella 3 – Relazione tra i principi e gli approcci al progetto

Principio	Approccio al Progetto intrinsecamente più sicuro	Protezione passiva aggiuntiva	Protezione aggiuntiva attiva	Procedure
Evitare	Evitare materiali, apparecchiature o attività pericolose (p.e. preferire apparecchi che richiedano meno manutenzione)			
Prevenire	Ridurre la probabilità di accadimento di un evento pericoloso “da progetto”, per es. con un impianto più semplice, con il minor numero di punti di perdita, ottimizzando l’ergonomia	Misure per prevenire o ridurre la probabilità che si verifichi un evento incidentale, che non richiedano un’attivazione, per es. tubi saldati, posizione delle tubazioni lontano dalle zone con pericolo di caduta oggetti.	Misure per prevenire o ridurre la probabilità che si verifichi un evento incidentale, che richiedano un’attivazione, per es. sistemi di controllo della pressione di progetto, della temperatura o della velocità	Procedure per prevenire o ridurre la probabilità che si verifichi un evento incidentale, per es. ispezioni, manutenzione, permessi di lavoro, controllo manuale diretto dell’impianto
Controllare	Contenimento del pericolo all’interno del sistema, per es. pressione di progetto massima. Sistema auto-limitante, per es. limitare la capacità di trasferimento termico o la temperatura del fluido termico per abbattere la reazione termica fuggitiva Progetto del sistema tale che deviazioni ed errori siano evidenti e facili da rilevare e correggere	Misure per controllare la severità del pericolo o fermare la catena di eventi dannosi, per es. un orifizio calibrato, adeguata ventilazione naturale, uso di apparecchi elettrici anti-scintilla	Misure per controllare la severità del pericolo o fermare la catena di eventi prima che degeneri in incidente, per es. sistemi di blocco alimentazione, blocco per alta pressione, temperatura e livello, valvole di sicurezza	Misure per controllare la severità del pericolo o fermare la catena di eventi prima che degeneri in incidente, per es. attivazione manuale depressurizzazione o segregazione
Mitigare	Progetto che limiti o riduca la magnitudo in caso di realizzazione dell’evento pericoloso, per es. ridurre l’inventario, ridurre la pressione, usare sostanze meno pericolose, ottimizzazione della disposizione planimetrica, segregazione, ventilazione naturale.	Misure per limitare la magnitudo o gli effetti di un evento pericoloso, per es. pareti resistenti alla sovrappressione di esplosione, rivestimenti protettivi antincendio delle strutture	Misure per limitare la magnitudo o gli effetti di un evento pericoloso, per es. sistemi a diluvio antincendio, uso di acqua in forma di nebbia per sopprimere le esplosioni	Attivazione manuale per limitare la magnitudo o gli effetti di un evento pericoloso per es. attivazione manuale sistema antincendio

Gli obiettivi principali della progettazione intrinsecamente più sicura, in ordine di priorità ed in termini generali, sono:

- Sicurezza del personale;
- Protezione dell'ambiente;
- Protezione del patrimonio;
- Minimizzazione della perdita finanziaria.

2. SCOPO DELL'ALLEGATO

Lo scopo di questo documento è di definire i Criteri di Sicurezza nella progettazione per gli impianti destinati alle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi.

Con il termine "Sicurezza della progettazione" s'intende l'insieme delle basi progettuali necessarie per raggiungere i "requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitare le conseguenze di tali incidenti", come richiesto dal D.Lgs. n.145/2015.

Nel presente documento si fa particolare riferimento alle Norme:

- UNI EN ISO13702: 2015 – *Petroleum and natural gas industries – Control and mitigation of fire and explosions on offshore production installation- Requirement and guidelines*
- R2P2 *Reducing risks, Protecting People- HSE's decision making process HSE-UK*
- ISO 15544-2000 *Petroleum and natural gas industries – Offshore production installations requirement and guidelines for emergency response*
- NORSOK S-001 *Technical safety*
- OTH 96 521 *Improving inherent safety, HSE*
- Lees, F. *Loss Prevention in the Process Industries. Fourth ed. 2012*

L'Allegato è, quindi, strutturato secondo la seguente lista di capitoli a coprire i diversi elementi di progettazione:

- Sicurezza strutturale;
- Disposizione planimetrica (*layout*);
- Sistemi di evacuazione e fuga;
- Sistemi di blocco e depressurizzazione;
- Sistemi di controllo dell'innescio;
- Sistemi di controllo delle fuoriuscite di idrocarburi;
- Sistemi di generazione elettrica di emergenza;
- Sistemi di rilevamento gas e incendio;
- Sistemi antincendio;
- Sistemi di protezione passiva antincendio;
- Misure di mitigazione e protezione contro l'esplosione;
- Misure di prima risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi;
- Sistemi di risposta al fuoco e all'esplosione;
- Ispezioni, test e manutenzione.

Viene, inoltre, fornita una lista di norme nazionali ed internazionali di riferimento.

3. TERMINI, DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI

ALARP (as low as reasonably practicable)

E' una definizione che viene utilizzata per indicare il livello di rischio deve essere ridotto ad un livello quanto più basso possibile, attraverso un processo documentato e sistematico. Tale livello deve essere tale che ulteriori riduzioni siano assolutamente sproporzionati in termini di costi-benefici.

Criterio di accettabilità del rischio (CAR)

Un criterio utilizzato per esprimere il livello superiore di rischio che è considerato tollerabile per l'attività in esame. Viene inoltre utilizzato come punto di partenza per la riduzione del rischio in accordo con il principio ALARP.

Evacuazione

Abbandono dell'impianto in modo pianificato e coordinato.

Evacuazione, fuga e soccorso

Comprende tutte le possibili azioni che includono la fuga, la definizione dei punti di raccolta e i rifugi.

Fuga

Allontanamento da parte del personale dal luogo pericoloso verso un luogo in cui i possibili effetti siano nulli o ridotti.

Intrinsecamente sicuro

Un approccio ingegneristico teorico tale che i pericoli siano evitati o ridotti in modo che non comportino danni alle persone, alla proprietà o all'ambiente e che non vengano richiesti ulteriori protezioni di sicurezza o ingegneristiche.

Intrinsecamente più sicuro

Un approccio ingegneristico, attuato durante la fase di progettazione, che analizza il processo o l'impianto fin dalle prime fasi di progettazione con lo scopo di diminuire la probabilità che il pericolo si verifichi.

Sistema di blocco (ESD)

Azioni di blocco in sicurezza del processo per isolare le apparecchiature o i processi al fine di gestire la situazione di pericolo.

Sistema di protezione attiva antincendio (AFP)

Sistemi, apparecchiature, equipaggiamenti e metodi che, una volta attivati, siano in grado di controllare, mitigare ed estinguere l'incendio.

Sistema di protezione passiva antincendio (PFP)

Sistemi di rivestimento/coibentazioni e protezione che, in caso di incendio, siano in grado di proteggere dalle radiazioni termiche diminuendo le conseguenze, senza nessuna attivazione esterna.

Rifugio temporaneo (TR)

Area dell'installazione in cui il personale possa rifugiarsi in modo sicuro per un determinato periodo di tempo, prima dell'evacuazione o durante fasi di investigazione in fase di emergenza.

4. REQUISITI DI SICUREZZA PER IL PROGETTO STRUTTURALE

4.1. OBIETTIVI

Tutti i componenti e i dettagli di una struttura complessa dovrebbero essere progettati in accordo alle ISO19900 e dovrebbero rispettare i seguenti criteri dettati dalla norma:

- Le strutture e gli elementi strutturali devono avere elevate caratteristiche di duttilità;
- Le strutture devono essere progettate in modo che eventi indesiderati non degenerino in eventi di gravità maggiore dell'evento originale (effetto domino);
- Le strutture devono essere progettate con l'obiettivo di minimizzare la concentrazione di sollecitazioni dinamiche e consentire un flusso regolare delle tensioni;
- Le strutture devono essere progettate in modo che la costruzione, compresi i trattamenti superficiali, possa essere effettuata secondo tecniche e pratiche ben sperimentate;
- Il progetto dei dettagli, la scelta dei profili e l'utilizzo dei materiali devono avere l'obiettivo di minimizzare la corrosione e limitare la necessità di speciali sistemi di prevenzione;
- Deve essere garantito un facile accesso per le ispezioni, i controlli, la manutenzione e la riparazione.

Nel corso dell'esercizio di una struttura galleggiante possono essere prese in considerazione modifiche operative, come aggiustamenti di immersione e riposizionamento di carichi, sempre alla condizione che abbiano un elevato grado di sicurezza. In condizioni di emergenza, modifiche di questo tipo non dovrebbero dipendere dal grado di affidabilità del personale.

E' prassi consolidata che l'installazione di una struttura galleggiante debba essere studiata assumendo che ogni singolo componente possa essere sostituito garantendo comunque un accettabile livello di sicurezza. Le procedure di sostituzione devono essere definite già in fase di progettazione.

E' buona norma che i carichi accidentali debbano essere identificati e considerati nella progettazione strutturale e definita la probabilità di occorrenza, l'entità dei carichi e le potenziali conseguenze.

Carichi accidentali rilevanti sono:

- Impatti causati da caduta oggetti, da collisioni di imbarcazioni o altro;
- Caduta oggetti:
la protezione delle strutture deve essere idonea a sostenere la caduta di container, tubazioni etc., sulla base dei pesi stimati, della probabile altezza di caduta, vulnerabilità e criticità delle aree esposte;
- Collisione con imbarcazioni:
è un fattore fondamentale analizzare la possibilità di collisione con imbarcazioni commerciali e la necessità di una adeguata sorveglianza del traffico marittimo. Per le imbarcazioni di servizio all'impianto si dovrebbe definire già in fase di progetto un'energia di impatto, per esempio di 14MJ.
- Sovrappressioni dovute ad esplosioni:
 - o Esplosioni che interessano le strutture primarie;
 - o Esplosioni che interessano le strutture secondarie, per es. pareti con funzioni di barriera tra le aree principali;
 - o Esplosioni che impattano serbatoi in pressione, candele di sfiato o fiaccole, anello di distribuzione rete antincendio, valvole di blocco di emergenza, etc;

I carichi di esplosione dovrebbero essere determinati con l'utilizzo di programmi di calcolo riconosciuti.

- Carichi termici dovuti a incendio, "jet-fire" da gas o "pool fire" da liquidi infiammabili, sull'installazione e sulle installazioni adiacenti, dai riser o da perdite di olio sulla superficie marina.
 - le installazioni che possono essere esposte a scenari d'incendio si raccomanda che resistano allo scenario più critico identificato per tutto il tempo necessario all'evacuazione in sicurezza dell'installazione. La resistenza non dovrebbe essere inferiore ad 1 ora. Le installazioni fisse dovrebbero essere protette dagli scenari d'incendi sul mare, come identificati dalla appropriata analisi di rischio.
- Carichi dovuti a condizioni ambientali estreme, a terremoti, a danni agli elementi strutturali o a temperature estreme.

I carichi accidentali dovrebbero essere definiti già nelle specifiche di progetto.

Un sistema di monitoraggio e controllo dei pesi dovrebbe garantire che i carichi applicati al *jacket* o allo scafo (nel caso di impianto galleggiante) non superino i valori massimi di progetto.

4.2. REQUISITI FUNZIONALI

La struttura dovrebbe resistere a possibili deterioramenti, meccanismi di danneggiamento e soprattutto alla fatica. Per fare questo bisogna selezionare con cura i materiali e la forma.

4.3. CRITERI DI SICUREZZA PER LA PROGETTAZIONE STRUTTURALE

- Identificare i possibili pericoli, e loro combinazioni, fin dai primi sviluppi del progetto;
- Selezionare processi che minimizzino il deterioramento strutturale per esempio evitando sia sostanze di processo (inibitori di corrosione, di idrati, etc.) sia di servizio che possano danneggiare la struttura;
- Evitare che le misure di protezione attive e passive impediscano l'ispezione e la manutenzione (per esempio applicazione di *chartex*);
- Selezionare il luogo, la configurazione e l'orientamento al fine di limitare stress per la struttura per esempio posizionare la struttura nella direzione del vento/onde predominanti, evitando le rotte delle imbarcazioni;
- Progettare prima le strutture che presentano una maggiore resistenza alla fatica;
- Progettare considerando la sopravvivenza locale dell'equipaggiamento, introducendo elementi ridondanti e identificando i punti deboli;
- Progettare al fine di minimizzare il rischio di collasso dell'intera struttura causata da fallimenti locali;
- Progettare al fine di minimizzare i potenziali danni agli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente, per esempio evitando le vibrazioni;
- Progettare al fine di permettere le ispezioni e le manutenzioni.

5. REQUISITI DI SICUREZZA PER LA DISPOSIZIONE PLANIMETRICA

5.1. OBIETTIVI

Gli obiettivi di una corretta disposizione planimetrica sono:

- Minimizzare la possibilità di accumulo di liquidi e gas idrocarburici pericolosi e provvedere alla loro rapida rimozione;
- Minimizzare la probabilità di innesco;
- Minimizzare la fuoriuscita di liquidi e gas infiammabili che possano generare eventi pericolosi;
- Separare le aree sicure (non *hazardous areas*) da aree che contengono fluidi pericolosi (*hazardous areas*);
- Minimizzare le conseguenze di incendi ed esplosioni;
- Prevedere adeguate vie di fuga, procedure e mezzi per la fuga e l'evacuazione.

5.2. REQUISITI FUNZIONALI

La disposizione delle apparecchiature è determinante sulle conseguenze di un evento incidentale che comporti incendio od esplosione e sulle scelte per la fuga, l'evacuazione o il soccorso. Di conseguenza per una nuova installazione o la modifica di una esistente, l'impatto della planimetria sulla strategia contro l'incendio e l'esplosione dovrebbe essere valutata sulla base di una selezione del progetto che minimizzi il rischio con l'utilizzo del criterio ALARP.

Un criterio fondamentale è cercare di realizzare la massima separazione delle aree non pericolose (per es. modulo alloggi, rifugio temporaneo e vie di fuga), dalle aree di processo pericolose.

La separazione si può ottenere sia con la distanza sia con barriere fisiche (pavimenti/pareti) per prevenire l'effetto domino. E' buona prassi che le barriere interposte non debbano compromettere la corretta ventilazione, la disponibilità delle vie di fuga, i sistemi di blocco e depressurizzazione, la resistenza all'esplosione e il sistema antincendio. Eventuale interdipendenza dei sistemi di sicurezza dovrebbe essere attentamente valutata durante la fase di progettazione. Qualsiasi penetrazione delle pareti per passaggio cavi/tubazioni dovrebbe mantenere inalterata l'integrità delle barriere predisposte contro l'effetto domino.

I sistemi critici di sicurezza (stazioni di controllo, rifugi temporanei, aree di raccolta, pompe antincendio, e pannelli locali di controllo, ecc.) dovrebbero essere sempre installati in posizioni che garantiscano la loro integrità in modo da poter svolgere tutte le funzioni richieste, se coinvolte nell'incendio e/o esplosione.

E' di fondamentale importanza che i sistemi critici per la sicurezza resistano all'incendio, e siano protetti dalla presenza di fumo, per il tempo necessario a permettere l'evacuazione in sicurezza del personale presente sull'impianto.

E' altresì fondamentale che il sistema di sicurezza per il controllo dei pozzi e del giacimento, il BOP (*Blow Out Preventer*), debba mantenere efficaci tutte le sue funzioni per effettuare tutte le operazioni richieste in condizioni di emergenza.

E' pratica consolidata garantire che la disposizione planimetrica sia idonea a ridurre al minimo i rischi di scenari incidentali, come da caduta oggetti e collisioni. Diventa prioritario proteggere i sistemi critici di processo, in particolare quando sono coinvolti grandi volumi di fluidi di giacimento, ottimizzando la loro posizione rispetto ai pericoli citati.

5.3. CRITERI DI SICUREZZA PER LA DISPOSIZIONE PLANIMETRICA

Sulla base delle indicazioni degli Standard ISO 13702: 2015 e NORSOK S-001 vengono citati alcuni criteri di sicurezza che sono divenuti pratica corrente alla base della progettazione della disposizione planimetrica.

L'impianto dovrebbe essere orientato in modo che, in funzione della direzione predominante del vento, sia minimizzata la probabilità che un rilascio di gas o fumo possa coinvolgere i punti principali di evacuazione. Il sistema di ventilazione dovrebbe evitare l'ingresso di fumo o gas e la possibilità di contaminazione dei moduli e degli spazi occupati durante l'emergenza.

L'installazione dovrebbe essere suddivisa in aree principali funzionali (Alloggi, Servizi, Perforazione, Teste pozzo, Processo e Deposito), disposte e progettate per ridurre al minimo il rischio per le persone, l'ambiente e l'installazione. Le aree principali possono essere separate anche con l'utilizzo di barriere fisiche, come per esempio pareti resistenti al fuoco e all'esplosione per prevenire l'escalation di uno scenario incidentale da un luogo all'altro; e le stesse aree servizi, con fluidi non infiammabili, potrebbero rappresentare barriere fisiche tra una zona pericolosa ed il modulo alloggi.

Nelle installazioni dove il modulo alloggi è nella stessa struttura delle aree di processo, dovrebbero essere disposte idonee misure per evitare che venga coinvolto nell'incendio/esplosione e valutare a quale livello o deck della struttura sia più idoneo installarlo.

La ventilazione disponibile ed il grado di congestione sono parametri che influenzano la severità delle conseguenze.

Si riportano in Figura 13 alcuni esempi da ISO 13702:2015.

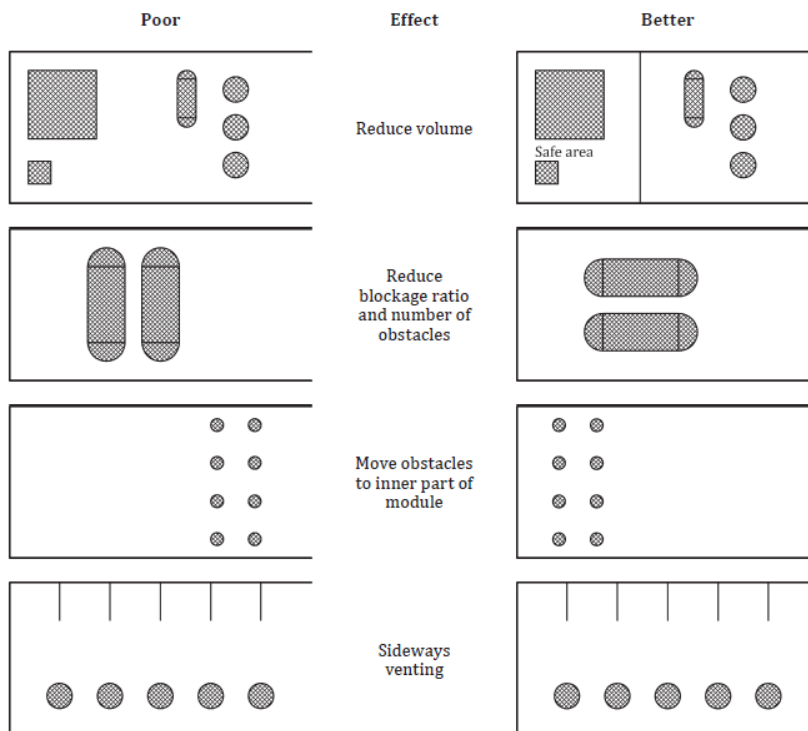


Figura 13 – Effetti del layout sulle conseguenze di un'esplosione (da ISO 13702:2015)

Nella fase di definizione delle disposizioni delle apparecchiature è buona prassi:

- Cercare di evitare:
 - Moduli lunghi e stretti, chiusi lungo un lato, che contengano idrocarburi in pressione poiché una grande distanza tra il punto di potenziale innesco ed il sistema di sfiato potrebbe incrementare la pressione. Se non possono essere evitati, si dovrebbero installare sfiati e aree aperte lungo la parete più lunga;
 - Ripetuti ostacoli trasversali alla ventilazione e, se necessario, si dovrebbero posizionare sfiati lungo la parete con maggior numero di ostacoli;
 - Che le passerelle di cavi elettro-strumentali, *Junction-box*, tubazioni e altri apparecchi ostacolino gli sfiati o zone di scarico e che incrementino la turbolenza, e di conseguenza la sovrappressione di esplosione, a causa della loro posizione.
- Tenere sempre presente che:
 - La sovrappressione di esplosione dipende dal livello di congestione nella disposizione delle apparecchiature e pertanto dovrebbe essere ridotta al minimo possibile;
 - La disposizione degli apparecchi deve permettere una ventilazione efficace delle aree pericolose, per ridurre la possibilità di presenza di atmosfera esplosiva;
 - Le tubazioni di sfiato dei dispositivi di protezione dalle esplosioni dovrebbero essere più corte possibile in modo da minimizzare la distanza da qualsiasi punto di innesco e lo scarico. Gli stessi sfiati dovrebbero avere la massima sezione libera. La disposizione degli apparecchi nell'area di scarico vicino gli sfiati, ha un forte impatto nella sovrappressione di esplosione generata;
 - I sistemi critici di sicurezza e gli apparecchi di processo più vulnerabili non dovrebbero essere posizionati nel percorso previsto di un sistema di sfogo dell'esplosione, per evitare un potenziale danneggiamento per effetto delle forze di trascinamento o per l'urto con i frammenti conseguenti all'esplosione. Questi sistemi non dovrebbero trovarsi vicini a pareti che potrebbero essere danneggiate dall'incidente;
 - Le tubazioni con i fluidi di servizio dei sistemi critici di sicurezza (es. acqua antincendio) dovrebbero avere percorsi protetti dalla struttura stessa dell'installazione per garantire la loro integrità e assicurare che il danneggiamento di una parte del sistema non renda inaffidabile l'intero sistema di sicurezza;
 - Le condotte di risalita dal fondo marino, *riser* e *conductors* dei pozzi, dovrebbero essere progettati e posizionati così da essere protetti dalla struttura stessa e minimizzare la possibilità di danneggiamento per collisioni con imbarcazioni o per caduta oggetti;
 - Le valvole di blocco di emergenza, ESD (*Emergency Shut Down*), installate, dovrebbero essere più vicine possibile alle condotte di risalita (*riser*), per ridurre al minimo la possibilità di rottura e rilascio di gas/liquido dalla parte di tubazione sottomarina non sezionabile, e praticamente incontrollabile. Le valvole ESD devono inoltre essere protette per resistere a impatti accidentali e facilmente accessibili per ispezioni e manutenzioni;
 - Le trappole di lancio e ricevimento *pig* dovrebbero essere installate in aree aperte, naturalmente ventilate, sul perimetro dell'impianto, ed il portello non in direzione di altri apparecchi e strutture;
 - Il progetto dell'impianto dovrebbe valutare come gestire uno scenario incidentale di "*blow out*" (rilascio incontrollato di fluidi di giacimento) e quale strategia applicare per le operazioni di controllo della pressione fanghi di perfo-

razione (*well killing*) ed il coordinamento ed i ruoli delle imbarcazioni di supporto disponibili in emergenza;

- L'aria in ingresso ai sistemi di condizionamento dei locali, HVAC system, dovrebbe essere prelevata da zone non classificate per presenza di atmosfera esplosiva;
- Gli scarichi di ventilazione da aree pericolose non dovrebbero generare pericoli per il personale sia durante le normali operazioni che in condizioni di emergenza, per esempio non essere ad altezza uomo.

6. REQUISITI DI SICUREZZA PER IL SISTEMA DI EVACUAZIONE, FUGA E SOCCORSO

6.1. OBIETTIVI

- Provvedere percorsi, vie di fuga, che siano da utilizzare in condizioni di emergenza da tutte le postazioni di lavoro per raggiungere i punti di raccolta;
- Prevedere una o più postazioni dove le persone possano raccogliersi mentre si verifica un'emergenza e si pianifica l'evacuazione se necessario;
- Prevedere soluzioni idonee per permettere a tutte le persone di lasciare l'impianto in modo controllato in condizioni di emergenza;
- Prevedere mezzi e spazi per soccorrere le persone infortunate e trasportarle in un luogo sicuro.

6.2. REQUISITI FUNZIONALI

Le Norme richiedono che:

- Le vie di fuga debbano essere previste da tutte le aree dell'impianto dove può esserci personale durante le normali attività e che siano adeguatamente illuminate per garantire il loro utilizzo in qualsiasi condizione di emergenza;
- Siano garantiti sistemi e mezzi con possibili scelte alternative per permettere alle persone di lasciare l'impianto in sicurezza;
- Le vie di fuga principali siano almeno due e contrapposte, in caso che una sia coinvolta nell'incidente;
- La ridondanza nelle vie di fuga, nei rifugi e nei sistemi di evacuazione e soccorso permetta alle persone di avere sempre a disposizione la possibilità di fuga in caso di emergenza e nel caso in cui una parte dell'impianto sia coinvolto nell'incidente;
- Tutto il personale a bordo dell'installazione sia informato e consapevole sui significati della cartellonistica di sicurezza;
- Poiché il personale infortunato richiede più tempo per la fuga e dispositivi idonei, come le barelle, le vie di fuga siano idonee al loro passaggio, specialmente in prossimità delle curve e delle porte;
- Sia garantito il recupero e il soccorso degli individui in caso di incidente, ad esempio in caso di incidente con elicottero o caduta in mare durante le attività di manutenzione;
- Tutti i sistemi di evacuazione siano congruenti ai vincoli ambientali presenti, per le condizioni atmosferiche, la natura e la localizzazione dell'emergenza e il tempo disponibile per l'evacuazione. I mezzi di evacuazione siano facilmente accessibili dai punti di raccolta e predisposti in funzione della distribuzione del personale nell'impianto e degli scenari previsti;
- Il sistema di evacuazione abbia adeguata capacità e ridondanza in caso che parte del sistema diventi non disponibile, ma rimanga sempre disponibile la capacità idonea al numero di persone presenti nell'installazione. Il grado di sovradimensionamento deve essere determinato e dimostrato sulla base del piano di evacuazione dell'installazione.

6.3. CRITERI DI SICUREZZA PER IL PROGETTO DEL SISTEMA EVACUAZIONE, FUGA E SOCCORSO

Le Norme citate richiedono che siano rispettati, come minimo, i seguenti criteri:

Le vie di fuga dovrebbero essere agibili per tutto il tempo necessario all'evacuazione e facilmente identificabili.

Le porte di emergenza si dovrebbero aprire nella direzione appropriata o essere a scorrimento. Devono essere sempre facilmente aperte in emergenza e mai bloccate.

Tutti gli impianti dovrebbero avere un punto di raccolta, tuttavia in caso di incidente potrebbe non essere possibile per tutti raggiungerlo, il piano di evacuazione deve tenere conto di queste situazioni e se necessario prevedere punti di raccolta aggiuntivi.

Le dimensioni delle vie di fuga dovrebbero essere adeguate al numero di persone presenti. In generale dovrebbero avere una larghezza minima pari a 1 m. Le vie di fuga secondarie, utilizzate raramente, possono avere larghezza minima inferiore per esempio pari a 0,8 m, viceversa in aree caratterizzate dalla presenza di molte persone si rende necessaria una larghezza maggiore.

Le vie di fuga devono avere anche un'altezza adeguata, per esempio 2,2 m.

La pavimentazione delle vie di fuga dovrebbe essere antiscivolo ed evitare la possibilità di formazione di ghiaccio.

Le vie di fuga non dovrebbero passare in prossimità di aperture che possano servire come sfogo della pressione.

I mezzi di sollevamento (gru, etc.) non dovrebbero essere considerati accettabili come vie di fuga e dovrebbero comunque essere equipaggiati per permettere alle persone bloccate in cabina di uscire.

I mezzi di evacuazione dal mare, come scialuppe di salvataggio e zattere, dovrebbero essere dislocate in modo facilmente accessibile e raggiungibile dal punto di raccolta.

La segnaletica di sicurezza dovrebbe essere chiara e leggibile e redatta nella lingua più familiare all'Operatore, e indicare tutti i possibili mezzi di evacuazione.

Dovrebbero essere previsti tutti i dispositivi personali di sicurezza (maschere antifumo, salvagenti, etc.) per tutto il personale presente in impianto con adeguata ridondanza.

Per la caratterizzazione dettagliata di:

- Rifugi e punti di raccolta;
- Evacuazione, fuga e recupero;
- Ricovero;
- Soccorso;
- Dispositivi personali di protezione;
- Mezzi di fuga (elicottero, scialuppe di salvataggio, zattere, etc.);

si rimanda a "*International Maritime Organization (IMO)*": *International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS), Life-Saving Appliances*.

7. REQUISITI DI SICUREZZA DEL SISTEMA DI BLOCCO E DEPRESSURIZZAZIONE

7.1. OBIETTIVI

L'obiettivo di un sistema di blocco di emergenza è avviare le procedure appropriate di blocco, isolamento e depressurizzazione per prevenire l'escalation da condizioni anormali di processo ad uno scenario incidentale e limitarne la dimensione e la durata nel caso in cui si verifichi l'evento.

Il sistema di blocco consiste di diversi livelli (processo, emergenza, incendio & gas, depressurizzazione), e ciascuno di essi rappresenta una sequenza di operazioni. In generale un loop di controllo è costituito da sensori in campo (iniziatori), funzioni logiche ed elementi finali (per es. valvole).

Il sistema di blocco è associato con altri dispositivi di sicurezza indipendenti (valvole di sicurezza) e sistemi di salvaguardia (sistemi antincendio, fuga, evacuazione e soccorso, dispositivi di protezione personale, etc.) per ridurre il rischio industriale dell'impianto.

7.2. REQUISITI FUNZIONALI

In funzione della severità dello scenario e del livello di allarme, le Norme di riferimento richiedono che il sistema di blocco di emergenza (*emergency shutdown system, ESD*) e di depressurizzazione di emergenza (*emergency blowdown system, EDP*) debbano:

- Isolare l'impianto da grandi volumi di idrocarburi contenuti nelle tubazioni o dal giacimento stesso che se rilasciati pongono un rischio intollerabile per le persone, l'ambiente e l'impianto;
- Sezionare in modo appropriato le parti dell'impianto attraverso valvole di blocco in modo da limitare la quantità di materiale rilasciato in caso di perdita di contenimento;
- Controllare le valvole di fondo pozzo (*subsurface safety valves*);
- Depressurizzare in modo idoneo le parti di impianto che contengono gas per convogliarlo in luogo sicuro (candele di sfianto o fiaccole).

E' di importanza fondamentale che il sistema ESD sia progettato in modo da mantenere integre le sue funzioni in condizioni di emergenza.

Le Normative richiedono che, quando l'impianto è operativo, le funzioni essenziali del sistema ESD rimangano sempre attive, anche durante l'attività di manutenzione del sistema ESD stesso.

Il sistema di depressurizzazione di emergenza si applica ai sistemi di gas in pressione ed ha lo scopo di ridurre la durata di un evento, la quantità di materiale rilasciato, e prevenire il collasso dei serbatoi in pressione.

E' buona norma che i pulsanti di attivazione manuale ESD siano posizionati in modo strategico, ben segnalati e protetti da attivazione accidentale e che il sistema sia facilmente testato e verificato.

7.2.1. CRITERI DI SICUREZZA PER IL SISTEMA DI BLOCCO E DEPRESSURIZZAZIONE

Il sistema ESD è composto da sistemi elettronici programmabili, elettrici, pneumatici e idraulici. Si richiede da normativa, che:

- Qualunque configurazione selezionata mantenga la sua funzionalità, le prestazioni e l'integrità;
- Il sistema ESD sia progettato in accordo a tutti gli standard applicabili all'area operativa. I metodi per determinare tutti i requisiti funzionali sono definiti in IEC 61511-1. La perdita di potenza o di segnali di input sono parametri determinanti nel definire l'affidabilità del sistema.

In molte applicazioni è richiesto che il sistema sia intrinsecamente “fail safe” cioè che la configurazione in condizioni di guasto (*failure*) siano condizioni in sicurezza.

Il sistema BOP relativo alle operazioni di perforazione o attività di pozzo necessita di valutazioni specifiche. L'attivazione del sistema BOP per queste operazioni è manuale.

Le installazioni in cui il fluido di giacimento sia in grado di fluire in superficie (cioè con sufficiente pressione statica) devono poter essere isolate dal giacimento con valvole di fondo pozzo. Le valvole di blocco dovrebbero essere posizionate sulle condotte di risalita (*riser*) in ingresso all'impianto e sulle teste pozzo. La possibilità di isolamento del giacimento dovrebbe essere valutata anche nel caso di produzione di olio alleggerito tramite iniezione di gas (*gas lift*).

Potrebbero essere necessarie valvole di blocco supplementari tali da ridurre la durata delle perdite in caso di rilascio dal *riser*.

Le valvole di blocco nella parte del processo possono avere più funzioni: ridurre la quantità di rilascio di idrocarburi dovute a perdite di contenimento; separare sistemi con diverse condizioni operative e semplificare la depressurizzazione del sistema. Le valvole di blocco e depressurizzazione, che possono essere potenzialmente coinvolte in scenari d'incendio, dovrebbero essere protette adeguatamente dal fuoco per mantenere la loro integrità e svolgere la propria funzione.

La risposta immediata del sistema di depressurizzazione riduce la durata dei *jet fire* e la portata delle perdite. Le tubazioni destinate alla depressurizzazione dovendo sostenere il carico di fuoco dovrebbero essere protette, se esposte, per tutto il tempo necessario per svolgere la propria funzione.

La depressurizzazione può essere manuale o automatica, ma si suggerisce il sistema automatico perché ritardi nell'attivazione presentano rischi significativi per le persone e l'installazione.

Le norme richiedono che il sistema di sfiato sia idoneo per minimizzare tutti i pericoli dovuti a trascinarsi di liquidi, alto irraggiamento termico e dispersione di gas infiammabili o tossici che possano ledere il personale.

E' pratica consolidata che le valvole siano accessibili e equipaggiate con indicatori locali. Lo stato delle valvole dovrebbe essere riportato in sala controllo.

La manutenzione e i test dovrebbero essere programmati già durante il progetto e dovrebbero essere previsti tutti i dispositivi necessari all'operazione.

Per dettagliare maggiormente i sistemi ESD e EDP fare riferimento alle NORSOK S 001.

7.2.2. PROCEDURE DI BLOCCO DI EMERGENZA

Il sistema di blocco dovrebbe essere progettato in modo da ripartire l'impianto in sezioni; il tipo di intervento è determinato dalla gravità della situazione che determina il blocco.

L'intero sistema dovrebbe essere strutturato su diversi livelli gerarchici, di seguito riportati in ordine di priorità:

1. Comando di abbandono impianto (ASP/ASD) - Attivato esclusivamente in modo manuale da stazioni sull'impianto e dal Centro di Controllo remoto, questo causerà l'attivazione dell'ESD (Blocco di Emergenza – *Emergency Shut Down*) e la chiusura delle valvole del pozzo SC-SSV (*Surface Controlled Subsurface Safety Valve*);
2. Blocco di emergenza (ESD1/ESD), per presenza di fuoco, attivato da rilevazione incendio, dal rilevamento di miscele esplosive o manualmente (sia da postazioni locali che da Centro Controllo Remoto); causerà il blocco automatico con la chiusura delle valvole di blocco, incluse le valvole di fondo pozzo, (con conseguente sezionamento dell'impianto) e depressurizzazione;

3. Blocco di produzione (ESD2/PSD) - Attivato dal rilevamento di condizioni anormali del processo che hanno la potenzialità di evolvere in eventi incidentali, per es. anomalie di processo in impianto, o dal rilevamento di miscele esplosive o per attivazione manuale (locale o dal Centro di Controllo Remoto). Il comando arresta il processo produttivo dell'impianto;
4. Blocchi locali (LSD) – Attivato da pulsanti locali o dal rilevamento di condizioni anormali in unità non critiche. Causa il blocco di una singola apparecchiatura.

Nota: le sigle tra parentesi sono equivalenti e le più comunemente utilizzate

Da normativa corrente si richiede che il sistema ESD sia un sistema indipendente. I sensori dovrebbero presentare le proprie funzioni separate e facilmente identificabili.

Il sistema di blocco consiste di logiche di sicurezza e dispositivi, e comprende sottosistemi organizzati come barriere complementari al Sistema di Controllo del Processo.

8. REQUISITI DI SICUREZZA PER IL CONTROLLO DELL'INNESCO

8.1. OBIETTIVI

Il controllo dell'innesco presenta come obiettivo cardine quello di minimizzare la probabilità di innesco di liquidi infiammabili e di gas a seguito di una perdita di contenimento.

8.2. REQUISITI FUNZIONALI

E' richiesto dalla legislazione corrente che l'impianto venga classificato in aree pericolose e non pericolose in accordo alla serie CEI EN 60079-10 "Classificazione delle aree pericolose".

Per il controllo dell'innesco deve essere verificata la presenza di atmosfere potenzialmente esplosive. L'installazione deve essere suddivisa in zone per analizzare le sorgenti di emissione, il grado e la probabilità che si generi un'atmosfera pericolosa. La classificazione dei luoghi pericolosi deve essere in accordo alla CEI EN 60079-10-1, per presenza di atmosfera esplosiva dovuta a gas o vapori o nebbie e alla CEI EN 60079-10-2 per la presenza di polveri. La definizione delle zone è influenzata da molti fattori: la ventilazione, le caratteristiche del fluido, le condizioni di processo, etc.

L'innesco di potenziali perdite di gas e liquidi infiammabili deve essere minimizzata installando apparecchiature progettate per essere installate in aree pericolose, in accordo alla serie ISO 61892.

Le apparecchiature utilizzate per periodi temporanei devono essere idonee per l'area in cui vengono usate.

Gli apparecchi a fiamma diretta devono essere strategicamente posizionati nella planimetria e protetti per prevenire l'innesco a seguito di perdita di contenimento.

8.3. LINEE GUIDA PER IL CONTROLLO DELL'INNESCO

Le potenziali sorgenti di innesco nelle installazioni a mare sono:

- Scintille elettriche e archi;
- Scintille per attrito;

- Fulmini;
- Cariche elettrostatiche;
- Fiamme;
- Superfici calde (anche per surriscaldamento di organi meccanici);
- Calore per compressione.

Le portate di ventilazione in impianti aperti variano con le condizioni atmosferiche e dalla disposizione planimetrica. Potrebbe essere necessario utilizzare ventilazione forzata a sostegno di quella naturale.

La normativa vigente richiede che:

- Tutti gli apparecchi elettrici siano idonei per la zona classificata in cui vengono installati;
- Vengano analizzati gli apparecchi non elettrici e le superfici calde che possono essere potenziali sorgenti di innesco. Misure preventive, come il blocco automatico, dovrebbero essere previste per prevenire l'innesco in caso di rilascio di gas. Anche in caso di motori a combustione interna, non necessari in emergenza, dovrebbero essere fermati;
- Le tubazioni dei gas di scarico esausti da turbine, motori a combustione e apparecchi dotati di bruciatore (*oil treater*, etc.) che non sono idonei per operare in aree pericolose siano posizionati in modo da non inviare i gas esausti verso zone non classificate e dirigerli più lontano possibile dalle zone classificate;
- I motori diesel che non vengono fermati in caso di rilevamento presenza gas, siano previsti con un arrestatore di fiamma in ingresso all'aria di combustione. In aggiunta, il generatore diesel installato in area sicura (non classificata come pericolosa per presenza di atmosfera infiammabile) che alimenta i sistemi critici di sicurezza dovrebbe essere protetto in modo da poter garantire l'alimentazione di energia elettrica in caso di emergenza anche in presenza di gas. Si possono prevedere, per esempio, il sezionamento di tutti gli apparecchi elettrici non idonei alla presenza di gas, una protezione "overspeed", arrestatori di scintilla (*spark arrestor*) e mantenere la temperatura superficiale al di sotto della temperatura d'innesco;
- L'aria di combustione di tutti i motori sia prelevata da una zona non classificata;
- Le normative di riferimento sono EN 1834 per i motori diesel, ISO 21789 per le turbine a gas;
- Quando si rende necessaria la separazione fisica, con opportune barriere, delle aree pericolose da quelle non pericolose è importante garantirne l'integrità, minimizzando le penetrazioni dovute a tubazioni, cablaggi, etc.;
- Per il sistema di condizionamento e ventilazione dei locali le penetrazioni, le serrande e tubazioni dell'aria abbiano la stessa integrità per la resistenza al fuoco (*fire integrity*) dell'intero sistema attraversato;
- Si consideri che le cariche elettrostatiche risultano particolarmente pericolose. Esse si verificano in particolare in caso di flusso rapido di gas o liquidi. Condizioni pericolose risultano per:
 - Rifornimento combustibile;
 - Riempimento di containers e serbatoi;
 - Fluidi ad alta velocità (getti di acqua e flussi di gas);
 - Aria compressa;
 - Vapore.

Riferimenti più dettagliati sono reperibili nelle API RP 2003 e EN 13 463.

- Tutti gli apparecchi portatili, o per uso temporaneo, siano idonei per l'uso in presenza di atmosfere infiammabili.

9. REQUISITI DI SICUREZZA PER IL CONTROLLO DELLE FUORIUSCITE DI IDROCARBURI

9.1. OBIETTIVI

L'obiettivo primario del controllo delle fuoriuscite è il contenimento e lo smaltimento corretto delle perdite di liquido infiammabile. Il controllo delle perdite è realizzato tramite il sistema di drenaggio.

Il sistema di drenaggio ha i seguenti obiettivi:

- Permettere il deflusso veloce di liquidi in modo sicuro;
- Far convergere i rilasci direttamente in un luogo sicuro così da poterli contenere e, se nel caso, recuperarli;
- Minimizzare i rilasci e l'area di esposizione (*event escalation*) da spillamenti ed incendi (per esempio con bacini di contenimento) e convogliare in sicurezza i liquidi durante il drenaggio degli apparecchi e serbatoi di processo.

9.2. REQUISITI FUNZIONALI

Drenaggi aperti pericolosi e non pericolosi dovrebbero essere separati fisicamente.

I drenaggi chiusi pericolosi dovrebbero essere separati da tutti i drenaggi aperti.

Dovrebbero essere previsti due sistemi di drenaggio:

- Drenaggio liquidi pericolosi dedicato:
 - alle apparecchiature per raccogliere i liquidi residui in esse presenti (tale sistema deve essere chiuso);
 - alle aree di processo, realizzato con bacini di contenimento, per convogliare le acque oleose sia in caso di contaminazione da altre sorgenti che per gli scarichi continui da apparecchiature di processo (per es. per operazioni di manutenzione).

I drenaggi dai serbatoi, apparecchi, strumentazione e tubazioni dovrebbero essere convogliati, attraverso un collettore dedicato, al serbatoio dei drenaggi pericolosi.

Periodicamente il contenuto del serbatoio dovrebbe essere smaltito in modo opportuno.

Il serbatoio dei drenaggi chiusi dovrebbe essere dimensionato allo scopo di ricevere il massimo carico liquido prevedibile, considerando che gli apparecchi di processo vengano drenati singolarmente.

- Drenaggio liquidi non pericolosi dedicato alla raccolta dei liquidi liberi presenti sull'impianto, quelli accidentalmente versati e quelli conseguenti a interventi antincendio. In ogni ponte dell'impianto dovrebbero essere previsti punti di drenaggio nel piano, da convogliare nel sistema aperto di drenaggio.

Tale sistema di drenaggio può essere aperto; comunque i drenaggi oleosi non dovrebbero avere alcun tipo di comunicazione con altri tipi di drenaggi (non oleosi o sanitari) neanche attraverso gli sfiati sui sistemi di raccolta.

Tutte le apparecchiature soggette a possibili sversamenti accidentali non già convogliate nel sistema di drenaggio chiuso dovrebbero essere provviste di bacino di contenimento.

9.3. CRITERI DI SICUREZZA PER IL CONTROLLO DELLE FUORIUSCITE DI IDROCARBURI

La capacità del sistema di drenaggio dovrebbe essere sufficiente da contenere spillamenti a cui sommare la portata di liquido proveniente dal sistema antincendio e/o dal sistema a di-

ludio. Il progetto del sistema dovrebbe considerare potenziali ostruzioni che vadano a diminuirne la capacità contenitiva e dovrebbe essere progettata in maniera tale da prevenire la diffusione dell'incendio in altre aree attraverso la rete di tubazione dei drenaggi.

L'eliporto con stazione di carico combustibile dovrebbe essere progettato in maniera tale da rimuovere quanto più velocemente possibile il combustibile in prossimità del velivolo senza ostruire le vie di fuga.

Cordoli o vasche di raccolta dovrebbero essere disposti intorno ai serbatoi, alle pompe e alle altre fonti potenziali di perdite in modo tale da minimizzare la dispersione di liquido.

10. REQUISITI DI SICUREZZA DEL SISTEMA DI GENERAZIONE ELETTRICA DI EMERGENZA

10.1. OBIETTIVI

L'obiettivo del sistema di generazione di energia elettrica di emergenza è fornire una fonte di alimentazione di energia elettrica, nel caso in cui falliscano i sistemi primari.

10.2. REQUISITI FUNZIONALI

I sistemi che richiedono energia elettrica per svolgere le loro funzioni e che permettono di fermare il processo di produzione in modo sicuro e di abbandonare l'impianto in caso di emergenza, dovrebbero avere una fonte sicura di alimentazione di potenza sufficiente per funzionare per tutto il tempo necessario per permettere la corretta gestione dell'impianto quando il sistema principale non è disponibile.

La normativa vigente richiede che il sistema di generazione elettrica di emergenza sia indipendente dal sistema di generazione elettrica principale e che garantisca che l'installazione venga messa in sicurezza ed evacuata in caso di perdita del sistema principale di generazione elettrica.

Dovrebbe essere garantita la manutenzione del sistema di generazione di energia elettrica senza ridurne la funzionalità.

La strategia di posizionamento nella planimetria e la progettazione del sistema di generazione elettrica di emergenza dovrebbero permettere che esso svolga le sue funzioni nelle situazioni in cui ne è richiesto l'intervento.

Le attività di perforazione e le operazioni di pozzo richiedono che il sistema di generazione elettrica di emergenza garantisca che tutte le attrezzature siano in grado di svolgere le loro funzioni anche in condizioni di emergenza per le conseguenze che la perdita di potenza elettrica possa provocare.

10.3. CRITERI DI SICUREZZA PER IL SISTEMA DI GENERAZIONE ELETTRICA DI EMERGENZA

Il sistema elettrico è composto da:

- Generatore di emergenza;
- Componenti principali per la generazione che siano affidabili in condizioni di emergenza;
- Cavi resistenti;
- Sistema di batterie.

Per impianti di piccole dimensioni è possibile che il sistema si affidi completamente al sistema di batterie.

La progettazione del sistema di generazione di energia elettrica in emergenza dovrebbe considerare l'avviamento automatico in maniera tale da evitare la necessità dell'avviamento manuale.

Il tempo minimo di funzionamento ininterrotto del sistema di generazione elettrica di emergenza deve essere almeno pari a 24 ore ai sensi della D.P.R. n. 886 del 1979 Art. 35.

Le luci di emergenza installate nelle vie di fuga ed i punti di raccolta per il personale devono essere alimentate dal generatore di emergenza e possedere un'alimentazione autonoma tramite batterie.

Per le comunicazioni di emergenza sono di solito necessari gruppi di batterie autonome al fine di garantirne il funzionamento in qualsiasi situazione.

Il sistema UPS (*uninterruptable power supply*) deve essere in grado di alimentare tutti i sistemi di emergenza, comunicazione, illuminazione vie di fuga e punti di stazionamento del personale in attesa dell'evacuazione per almeno 6 ore

La strumentazione per la navigazione dovrebbe essere fornita di batterie autonome.

11. REQUISITI DI SICUREZZA DEL SISTEMA DI RILEVAMENTO GAS E INCENDIO

11.1. OBIETTIVI

Gli obiettivi per i sistemi di rilevamento gas e incendio sono molteplici:

- Provvedere una funzione automatica di controllo per la presenza di incendio o gas infiammabili e allertare il personale;
- Permettere azioni di controllo, da attuare in modo automatico o manuale, in modo tale da minimizzare la probabilità di sviluppo dell'evento incidentale.

11.2. REQUISITI FUNZIONALI

I dispositivi del sistema di rilevamento dovrebbero essere selezionati tenendo presente le loro caratteristiche e le condizioni in cui sono chiamati ad operare e devono essere certificati.

I dispositivi di rilevamento per l'incendio dovrebbero essere in grado di rilevare i diversi tipi di incendio che possono verificarsi nell'area monitorata.

Nei locali dove è prevista la ventilazione artificiale con sistema meccanico, per prevenire l'ingresso di gas infiammabile, la condotta in ingresso di aria nel locale dovrebbe avere dispositivi di rilevamento gas.

I sensori di rilevamento installati in campo, le funzioni interne del sistema e le azioni esecutive devono essere sottoposti a test di funzionamento programmati.

Il sistema di rilevamento incendio e gas deve essere fornito di sistema di allarme automatico.

Gli allarmi per avvisare il personale di recarsi nelle aree di raccolta dovrebbero essere associati a segnali acustici ed anche visivi per le aree con livelli elevati di rumore per tutto il tempo dell'emergenza.

11.3. CRITERI DI SICUREZZA PER IL SISTEMA DI RILEVAMENTO INCENDIO E GAS

I problemi che da normativa vigente si richiede che vengano analizzati nella determinazione delle azioni di controllo attivate dal sistema di rilevamento sono:

- Isolare l'impianto dal giacimento e dalle condotte;
- Attivare la depressurizzazione di emergenza (EDP) per le linee del gas;
- Isolare l'impianto elettrico per prevenire potenziali sviluppi di incendi di natura elettrica;
- Avviare il blocco del sistema di ventilazione al fine di minimizzare l'ingresso di fumo o di gas infiammabile;
- Isolare gli apparecchi elettrici o altre potenziali fonti di innesco su rilevazione gas infiammabile per minimizzare il rischio di ignizione;
- Avviare il sistema antincendio (*Active Fire Protection, AFP*), dove presente, al fine di controllare o mitigare gli incendi;
- Avviare le procedure di assembramento del personale.

Il sistema di rilevamento incendio e gas dovrebbe essere in grado di svolgere le seguenti funzioni:

1. Controllo

- Rilevare l'accumulo di gas infiammabili/misti olio;
- Se ritenuto opportuno, rilevare la presenza di perdite in particolari punti dell'impianto;

- Rilevare la presenza di incendio fin dai primi sviluppi;
 - Rilevare l'ingresso di fumo e gas infiammabile in luoghi dove potrebbe rappresentare un pericolo (sale controllo, moduli alloggi, sale tecniche, etc.);
 - Permettere l'attivazione manuale dell'allarme.
2. Allarme
- Indicare la posizione di qualsiasi incendio o accumulo di gas infiammabili o misto olio;
 - Allertare immediatamente il personale della presenza di gas o incendio.
3. Azioni di controllo
- Attivare tempestivamente idonee azioni di controllo.

Il numero di rilevatori di incendio dovrebbe essere idoneo al fine di garantire il rilevamento dell'incendio nel minor tempo possibile. Simulazioni di dispersioni di gas possono essere utilizzate per ottimizzare la tipologia scelta, il posizionamento e il numero di rilevatori.

I principi alla base della scelta del posizionamento dei rilevatori di gas sono:

- Valutare la ventilazione e la probabilità di rilevare piccole quantità di gas all'interno dell'area controllata;
- Controllare "corridoi di flusso" (vie di accesso);
- Considerare tutti i tipi di gas (dai più pesanti ai più leggeri);
- Posizionare i rilevatori a diverse altezze per avere un controllo maggiore dell'area controllata.

Il posizionamento dei sensori, la tipologia per aree d'impianto, le azioni ad essi collegate, hanno fondamentale importanza per il successo del sistema di rilevamento.

Sulla base applicazioni tipiche nelle installazioni Oil&Gas le ISO 13702, e le NORSOK S-001 forniscono indicazioni dettagliate per la scelta o verifica del sistema.

Il sistema di rilevamento dovrebbe essere progettato in accordo con codici e standard riconosciuti. I metodi per determinare i requisiti che i sistemi elettrici, elettronici ed elettronici programmabili devono soddisfare sono reperibili in IEC 61511-1.

Nel caso di impianti in cui siano presenti sostanze tossiche, è necessario inserire dei rilevatori specifici per tali sostanze.

Si riporta in Tabella 4 la tabella C.2 della norma ISO 13702.

Tabella 4 – Tipiche applicazioni dei rilevatori di fire/gas (da ISO 13702)

Fire and gas system				
Hazard	Type of detector		Typical application	Typical actions
Fire	Heat	pneumatic	Process, wellhead, utilities	Alarm, ESD, EDP, closure of the SSSV, active fire protection
		electric	Turbine hoods, workshops, stores, engine rooms, process, wellhead, utilities	Alarm, ESD, EDP, active fire protection

	Flame	Process, wellhead utilities, generators, turbine hoods	Alarm, ESD, EDP, active fire protection
	Smoke	Control rooms, electrical rooms, computer rooms, accommodation	Alarm, isolate power, active fire protection (if present)
		Air intakes to TR and control stations	Alarm, isolate ventilation
Flammable gas		Process, wellhead, utilities areas ^a engine rooms ^a	Alarm, ESD, EDP, isolate power
		Air intakes	Alarm, ESD, EDP, isolate power, ESD ventilation system
Oil mist		Enclosed areas handling low GOR liquid hydrocarbons	Alarm, ESD, EDP, isolate power
	Manual call point	All areas, escape routes, muster points, TRs	Alarm, start of fire pumps
NOTE Process areas include drilling areas.			
^a For rooms containing safety systems which might be operating during the emergency.			

Il sistema di rilevamento dovrebbe essere progettato in accordo con codici e standard riconosciuti. I metodi per determinare i requisiti che i sistemi elettrici elettronici e elettronici programmabili devono soddisfare sono reperibili in IC 61511-1.

Nel caso di impianti in cui siano presenti sostanze tossiche, è necessario inserire dei rilevatori specifici per tali sostanze.

12. REQUISITI DI SICUREZZA PER IL SISTEMA ANTINCENDIO

12.1. OBIETTIVI

Il sistema antincendio è una protezione attiva (*Active Fire Protection, AFP*) ed i suoi obiettivi sono:

- Controllo dell'incendio e limitarne le conseguenze;
- Ridurre gli effetti degli incendi per permettere al personale di attuare le azioni necessarie, comprese l'evacuazione e la fuga;
- Estinguere l'incendio;
- Limitare i danni alle strutture e all'equipaggiamento.

12.2. REQUISITI FUNZIONALI

Il sistema antincendio dovrebbe essere progettato, installato e mantenuto in accordo agli standard riconosciuti. Norme riconosciute a livello internazionale sono le NFPA, *National Fire Protection Association*.

La capacità e la densità di scarico del sistema antincendio e delle apparecchiature ad esso associato deve essere determinato secondo norme tecniche riconosciute.

Le pompe antincendio devono essere dimensionate sulla base dello scenario d'incendio più gravoso, e selezionate per fornire la portata richiesta e alla pressione necessaria al sistema di distribuzione acqua antincendio, richiesta dal sistema tenendo in considerazione: la tipologia ugelli del sistema spray, le manichette, il sistema antincendio eliporto, i cannoni monitori etc.

L'attivazione del sistema antincendio, ad acqua, schiuma o prodotti inerti, deve essere, dove possibile, automatica ed il tempo di intervento compatibile con gli scenari d'incendio ipotizzati.

Per gli impianti di produzione esistenti o per impianti non destinati alla produzione possono essere accettati impianti ad attivazione manuale, se approvati dall'autorità preposta alla protezione antincendio. In questo caso deve essere predisposta una procedura che consenta alla squadra antincendio prevista dall'art. 91 del D.Lgs. 624/1996 di intervenire con la disponibilità delle pompe in tempi rapidi.

I sistemi ad attivazione automatica devono prevedere anche una stazione di attivazione manuale, strategicamente disposta fuori dall'area protetta.

Il sistema antincendio deve tornare tempestivamente in servizio a seguito del suo utilizzo. Nel caso di indisponibilità dell'impianto antincendio in un'area dell'impianto si deve prevedere la messa in sicurezza dell'area.

12.3. CRITERI DI SICUREZZA PER LA PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO

La struttura del sistema di protezione attiva è generalmente costituita da:

- Sistema pompe antincendio;
- Anello di distribuzione dell'acqua antincendio;
- Sistema a pioggia;
- Sistema misto acqua;
- Sistema schiuma;
- Sistema ugelli;
- Cannoni monitori;
- Idranti e manichette;

- Sistema estinguenti chimici;
- Sistema estinguenti gassosi;
- Equipaggiamento antincendio mobile;
- Protezione antincendio eliporto.

I requisiti minimi di flussi d'acqua richiesti, per unità di superficie, per le diverse aree dell'impianto sono indicate in numerose Norme e Standard: ISO, DNV, NORSOK, NFPA.

13. REQUISITI DI SICUREZZA DEL SISTEMA DI PROTEZIONE PASSIVA ANTINCENDIO

13.1. OBIETTIVI

Gli obiettivi del sistema di protezione passiva (*Passive Fire Protection*, PFP) sono, in caso di incendio, di ridurre la trasmissione di calore agli apparecchi, alle strutture e aree vicine al fine di:

- Limitare lo sviluppo dello scenario incidentale;
- Mantenere la funzionalità degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente;
- Permettere le azioni di emergenza.

13.2. REQUISITI FUNZIONALI

Il sistema di protezione passiva PFP deve:

- Prevenire il propagarsi dell'incendio, interponendo delle barriere tra le diverse aree;
- Proteggere gli apparecchi critici e i loro supporti in modo da evitare rilasci di sostanze da condotte, pompe, separatori, etc.;
- Proteggere gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente in quanto la loro funzionalità deve essere garantita in condizioni di emergenza (per esempio pompe antincendio, valvole ESD e i loro attuatori, etc.);
- Proteggere le strutture critiche che devono garantire l'integrità del rifugio temporaneo, le vie di fuga, etc.;
- Evitare il collasso delle suddette strutture;
- Proteggere il personale durante la fuga;
- Proteggere le vie di fuga che permettano il defluire verso il punto di raccolta e permettere le attività di emergenza;
- Proteggere qualsiasi sezione delle vie di fuga.

Nel caso in cui il sistema protezione passiva PFP debba essere in grado di funzionare a seguito di un'esplosione, esso deve essere progettato dimostrando che la funzionalità del sistema sia garantita.

La scelta del tipo di sistema protezione passiva PFP si basa sulla durata della funzione di protezione richiesta, il tipo di incendio che dovrà affrontare e il limite di temperatura che gli equipaggiamenti sono in grado di gestire.

13.3. CRITERI DI SICUREZZA PER IL SISTEMA DI PROTEZIONE PASSIVA ANTINCENDIO

Per la progettazione del sistema protezione passiva PFP si valutano gli scenari credibili di incendio. Se gli elementi critici non risultassero protetti si renderebbe necessario una riprogettazione del sistema PFP, attraverso una valutazione del rischio.

I requisiti del sistema PFP sono divisibili in 4 categorie:

- Selezione di materiali non propaganti incendio;
- Stabilità: mantenere la capacità portante (capacità strutturale);
- Integrità: mantenere l'integrità al fine di evitare la trasmissione dell'incendio, del fumo, del calore e di gas tossici;
- Isolamento: mantenere il lato non esposto all'incendio ad una bassa temperatura.

Potrebbero essere richiesti dei test sul materiale impiegato.

La modalità dei test da attuare sono reperibili in ASTM E119, per quando riguarda i test da condurre nel caso in incendi cellulosici, UL 1709, per i test da condurre nel caso di incendio da pozza (*pool fire*) e infine ISO 22899-1 nel caso di *jet fires*.

Inoltre dovrebbe essere valutata la possibilità di esplosioni e la relativa resistenza dei materiali.

Per la scelta del materiale si deve considerare la tipologia e le dimensioni dell'incendio, la durata richiesta della protezione, l'ambiente, l'applicazione e la manutenzione e lo sviluppo di fumo.

14. MISURE DI MITIGAZIONE E PROTEZIONE CONTRO L'ESPLOSIONE

14.1. OBIETTIVI

Nelle installazioni olio e gas, per la natura stessa delle sostanze presenti, è fondamentale porsi l'obiettivo di ridurre ad un livello accettabile la probabilità di esplosione che vada a danneggiare gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente e altre aree dell'impianto, applicando e valutando tutte le possibili misure di protezione e mitigazione, come suggerite dalle norme di sicurezza e dalla pratica ingegneristica.

14.2. REQUISITI FUNZIONALI

Le misure di mitigazione devono essere adottate allo scopo di:

- Ridurre la probabilità che si verifichi un'esplosione;
- Controllare l'esplosione con mezzi adeguati a resistere alla sovrappressione generata;
- Mitigare le conseguenze di un'esplosione e ridurre la frequenza di accadimento.

La valutazione del rischio di esplosione deve fornire i valori di sovrappressione d'esplosione per gli scenari incidentali identificati, ritenuti credibili, e necessari per il corretto dimensionamento delle strutture, pareti, equipaggiamenti, sistemi di pompe e condotte, elementi critici per la sicurezza, etc.

Deve essere evitata la formazione di accumuli di gas con adeguati sistemi di ventilazione, sfiato, depressurizzazione, etc.

I sistemi di protezione passiva dall'esplosione devono essere dimensionati tenendo conto della sovrappressione di esplosione ricavate o da dati sperimentali oppure da modelli computazionali consoni.

Le strutture primarie, i muri, i pavimenti e sistemi di sicurezza essenziali al modulo del rifugio temporaneo devono essere progettati per massimizzare la riduzione delle conseguenze di un'esplosione.

14.3. CRITERI PER LA MITIGAZIONE E PROTEZIONE CONTRO L'ESPLOSIONE

Gli effetti causati da un'esplosione sono:

- Proiettili generati dalla distruzione di vessel in pressione e delle tubazioni;
- Sovrappressione di esplosione, funzione di diversi parametri e del quantitativo di materiale infiammabile, delle dimensioni e della geometria, delle turbolenze generate dagli ostacoli e dai confini dell'area in esame;
- Forze di trascinamento che possono causare danni all'equipaggiamento, alle condotte o alle strutture.

La frequenza e le conseguenze di un'esplosione possono essere minimizzati utilizzando pareti anti-esplosione, pannelli idonei, adeguata disposizione degli apparecchi, sistemi attivi contro l'esplosione. Tuttavia la miglior protezione consiste nel gestire il processo controllando tutte le cause di sovrappressioni.

L'adozione di sistemi a diluvio (antincendio), in molte circostanze in presenza di nubi di gas (*gas cloud*), riduce la velocità di fiamma e di conseguenza i carichi d'esplosione, in particolare in moduli naturalmente ventilati e congestionati. In altre situazioni potrebbe però non essere la scelta più appropriata. Le scelte progettuali devono essere il risultato di analisi specifiche per il progetto considerato e devono essere adeguatamente documentate e dimostrate. Si deve valutare la risposta del sistema selezionato, i tempi di attivazione, gli effetti sulle apparecchiature, il tipo di agente estinguente, le sue caratteristiche e distribuzione.

Le prestazioni dei pannelli anti-esplosione devono essere sottoposti a test idonei. Devono essere definiti:

- Normali condizioni ambientali all'interno del modulo considerato;
- Pressione di scarico;
- Tempo al rilascio.

Quando la protezione per lo scenario più gravoso identificato risulta non praticabile, la protezione contro le esplosioni può rappresentare un metodo efficace di controllo di sovrappressioni inferiori. La scelta del caso di progetto dimensionante, che non faccia riferimento allo scenario più gravoso, deve essere basata su valutazioni di tipo probabilistico e di decisioni per la sicurezza delle persone presenti nell'installazione.

Nel caso in cui si arrivi alla conclusione che gli eventi pericolosi che includono esplosioni non siano tollerabili devono essere valutate idonee misure di mitigazione. Tra le possibili scelte se ne riportano alcune a titolo di esempio:

- Disporre gli apparecchi in cui siano presenti idrocarburi in aree ben ventilate, in cui le conseguenze di un'esplosione siano ridotte e dove le strutture vengano progettate per resistere alle forze generate da un'esplosione;
- Evitare l'accumulo di materiali infiammabili introducendo dei moduli o pareti per separare le diverse aree, evitando rivestimenti perimetrali;
- Minimizzare le fonti di innesco;
- Mitigare attraverso la ventilazione, sistemi spray ad acqua, chimici, diluizione;
- Progettare le strutture in modo che il loro collasso avvenga nella direzione con meno criticità;
- Stimare in modo conservativo il valore del carico dell'esplosione e i tempi di risposta dovuti all'incertezza di qualsiasi ipotesi predittiva della sovrappressione di esplosione;
- Dimensionare gli apparecchi critici/i muri/le strutture/i pavimenti in modo quanto più resistente possibile e non limitandosi al requisito di massima sovrappressione calcolata;
- Ottimizzare il layout degli apparecchi e delle tubazioni all'interno di ciascun modulo/area e posizionare le pareti ed i pannelli anti-esplosione in accordo ai seguenti punti:
 - Orientare i serbatoi orizzontali in modo tale che la dimensione più lunga sia nella direzione prevalente del vento;
 - Non ostruire le aperture tra i moduli;
 - Massimizzare le aperture, soprattutto nei pavimenti e nei soffitti;
 - Valutare l'utilizzo dei pavimenti e soffitti a griglia;
 - Avere la consapevolezza che l'accuratezza di qualsiasi predizione di sovrappressione di esplosione non è pienamente raggiunta ed in particolare essa dipende dal particolare codice di calcolo utilizzato;
 - Evitare moduli stretti e lunghi;
 - Minimizzare le lunghezze di fiamma.

Il danno generato dalle forze di trascinarsi (*drag force*) può condurre a successivi effetti domino che non sono tollerabili. La resistenza alle forze di trascinarsi, a seguito di una esplosione, è garantita dalla adeguatezza del progetto dei supporti delle tubazioni, dei serbatoi e degli apparecchi.

Il pericolo posto dalla generazione di missili o proiettili (frammenti di metallo degli apparecchi distrutti e proiettati lontano a seguito dell'esplosione) dovrebbe essere analizzato e valutato considerando la probabilità di un loro impatto e le conseguenze.

Modifiche alla disposizione delle apparecchiature e la sua influenza sulla ventilazione naturale impone la verifica degli studi eseguiti per la configurazione preesistente.

I requisiti di protezione contro le esplosioni per le strutture, gli apparecchi, tubazioni e le strutture di supporto dovrebbero essere documentati con adeguati calcoli strutturali, che tengano in conto le caratteristiche dinamiche legate alla breve durata dei fenomeni di esplosione. La normativa di riferimento per il progetto strutturale per il carico d'esplosione è la ISO 13819-1 e -2.

15. RISPOSTA AL FUOCO E ALL'ESPLOSIONE

15.1. OBIETTIVI

L'obiettivo è di provvedere a tutti i servizi che permettano al personale di gestire situazioni in presenza di incendio e nel caso di esplosioni.

15.2. REQUISITI FUNZIONALI

La funzionalità e la distribuzione dell'equipaggiamento predisposto per permettere al personale di gestire l'emergenza in presenza di incendio e/o esplosioni è un parametro fondamentale per la fuga delle persone.

Il piano di emergenza deve garantire alle persone la protezione dall'esposizione all'incendio ed esplosione, e per definire i requisiti minimi di sicurezza, si devono considerare le seguenti questioni:

- Minimizzare la necessità di fare scelte complesse in situazioni di emergenza da parte del personale grazie al sistema di blocco automatico ed al sistema di controllo. Nei sistemi ad attivazione manuale le azioni da intraprendere devono essere semplici, non ambigue e facilmente attuabili;
- Fornire le informazioni critiche alla stazione di controllo necessarie al personale che gestisce le emergenze;
- Fornire tutte le funzioni e i controlli che possano permettere al personale dislocato nell'installazione di avviare le procedure di emergenza dalla loro posizione;
- Posizionare i sistemi di controllo ed i dispositivi richiesti per l'emergenza in caso di incendio ed esplosione in modo tale da poterne disporre in modo tempestivo;
- Minimizzare lo stress fisico e mentale per le persone che devono effettuare scelte in caso di emergenza, garantendo loro tutta l'adeguata preparazione, la sequenza chiara e semplice delle azioni programmate, e tutti gli strumenti per attuarle.

Il personale che ha la responsabilità di gestire l'emergenza deve essere di provata esperienza, deve mantenere un alto grado di preparazione e di idoneità al ruolo ricoperto. La formazione continua, la verifica costante e le prove delle procedure d'emergenza sono gli strumenti idonei per mantenere e sviluppare tutte le abilità necessarie.

Gli strumenti per le comunicazioni tra le parti dell'installazione che in caso d'emergenza sono predisposte per il rifugio delle persone devono essere affidabili ed idonei alle situazioni per cui sono richiesti.

15.3. SISTEMI DI INTERAZIONE UOMO-MACCHINA (*HUMAN-MACHINE INTERFACE, HMI*)

Il sistema interfaccia uomo-macchina, HMI, predisposto in sala controllo (anche da remoto) dovrebbe fornire informazioni chiare e semplici allo scopo di:

- Monitorare lo stato dell'installazione, e
- Attivare l'esecuzione delle operazioni.

L'ambiente della sala controllo dovrebbe avere spazi e luce adeguati, ridotti livelli di rumore e essere provvisto di sistema di condizionamento.

Il sistema HMI dovrebbe essere sviluppato come parte integrante del sistema di sicurezza e delle sue funzioni, perché è il sistema che permette all'Operatore il controllo dei seguenti sistemi:

- Sicurezza di processo;
- ESD, sistema di blocco d'emergenza;

- Rilevamento presenza gas;
- Rilevamento presenza incendio;
- Sistemi di ventilazione;
- Parametri di esercizio nei vari punti dell'impianto;
- PA, *Public Alarm*, comunicazioni di emergenza ed allarmi;
- Sistemi di generazione elettrica ed illuminazione d'emergenza;
- Sistema antincendio;
- Sistemi di sicurezza marittima e posizionamento.

Lo sviluppo del sistema HMI dovrebbe considerare, se richiesto, l'interfaccia principale con il sistema di controllo centrale, CCR, e la necessità di interfacce secondarie in posizioni predisposte per permettere le attivazioni manuali delle funzioni critiche di sicurezza (per es. disponendo display / controlli semplificati).

Le caratteristiche minime del sistema HMI nella sala controllo centrale, CCR, sono:

- Supervisione sistema rilevamento incendio/esplosione (livello d'installazione);
- Supervisione ESD, sistema di blocco d'emergenza;
- Supervisione sistema di sicurezza di processo;
- Supervisione parametri di processo nei vari punti dell'impianto;
- Dettagli sistema rilevamento presenza gas ed incendio (dettagli, input/output, posizionamento etc.);
- Supervisione sistema integrato permessi di lavoro per localizzare la presenza del personale.

Il numero di monitor/video predisposti per la presentazione delle informazioni dovrebbe essere congruente con le funzioni e le operazioni intraprese. Visualizzazioni multiple dovrebbero essere raggruppate per funzioni. Il sistema HMI deve essere correttamente equilibrato tra unità centrali e periferiche.

Le funzioni chiave del sistema interfaccia uomo-macchina comprendono il controllo di particolari azioni: esclusione (*by-pass*), sovrapposizioni di comandi (*overrides*), e verifica guasti di cicli di controllo (*loop failure*).

Le funzioni tipiche del sistema interfaccia uomo-macchina includono:

- Attivazione ESD, sistema di blocco d'emergenza;
- Ripristino livello ESD in collaborazione con l'operatore che riattiva il quadro blocchi in locale (non deve essere possibile ripristinare l'esercizio dopo intervento ESD senza che l'operatore intervenga in locale dopo verifica che non esiste più la causa che ha provocato il blocco ESD);
- Attivazione sistema rilevamento presenza gas ed incendio, F&G;
- Ripristino sistema F&G in collaborazione con l'operatore che riattiva il quadro blocchi in locale (non deve essere possibile ripristinare l'esercizio dopo intervento ESD senza che l'operatore intervenga in locale dopo verifica che non esiste più la causa che ha provocato il blocco ESD);
- Blocco manuale del sistema di ventilazione artificiale, HVAC, chiusura serrande per prevenire ingresso di gas;
- Blocco manuale delle potenziali sorgenti d'innesco come macchine rotanti;
- Attivazione pompe sistema antincendio acqua/schiuma;
- Attivazione sistema antincendio in remoto;
- Attivazione scarica agenti estinguenti e sistemi collegati;
- Operazioni di carico e zavorramento per le installazioni FPSO, se predisposto in remoto da CCR;

- Controllo operazioni manuali di ormeggio;
 - Blocco d'emergenza propulsori per le operazioni di ormeggio.
- Informazioni di dettaglio sono contenute nella normativa ISO 11064 e EEMUA.

16. ISPEZIONI, TEST E MANUTENZIONE

16.1. OBIETTIVI

L'obiettivo è quello di ispezionare, testare e mantenere i sistemi e gli equipaggiamenti in maniera tale da garantirne il funzionamento.

16.2. REQUISITI FUNZIONALI

Le operazioni per le procedure d'ispezione, test e manutenzione sono parte integrante e fondamentale del sistema di sicurezza. Esse garantiscono che i requisiti funzionali di tutti i sistemi ed apparecchi vengano mantenuti nel tempo.

Per raggiungere tale obiettivo l'Operatore è tenuto a sviluppare degli schemi di manutenzione, ispezione e test tenendo in considerazione la sicurezza del personale, la protezione dell'ambiente e la congruità con regolamenti locali.

Per implementare procedure idonee è necessario considerare i seguenti punti:

- Tutti i sistemi dovrebbero essere sottoposti a prove di collaudo prima della messa in servizio, in modo tale da dimostrarne la funzionalità;
- Schemi scritti dovrebbero essere preparati, dettagliati nelle voci di ispezione, test e manutenzione, indicandone le metodologie e le frequenze;
- Tutti i sistemi dovrebbero essere sottoposti a prove di funzionamento e manutenzione regolarmente, sulla base procedure prestabilite. Ciò determina se sono necessarie riparazioni per il ripristino del corretto funzionamento;
- I risultati delle ispezioni, dei test e della manutenzione dovrebbero essere registrati e periodicamente rivisti al fine di modificare gli schemi scritti e perfezionarli;
- Procedure di manutenzione dovrebbero includere ispezioni visive;
- Test operazionali appropriati dovrebbero essere condotti regolarmente;
- Il report dell'ultima ispezione/test dovrebbe essere disponibile in impianto;
- L'utilizzo, la non disponibilità e la riparazione degli apparecchi e dei dispositivi deve essere registrato e documentato;
- Ogni guasto identificato deve essere registrato e tempestivamente riparato. Nel caso in cui il componente non possa essere rimesso in funzione in tempo utile, deve essere disponibile una unità di riserva.

16.3. CRITERI DI SICUREZZA PER ISPEZIONI, TEST E MANUTENZIONE

Di seguito vengono introdotte delle voci minime, suggerite dalla normativa vigente, a cui fare riferimento per quanto riguarda le ispezioni, i test e la manutenzione da condurre nell'impianto.

16.3.1. SISTEMA DI RILEVAMENTO INCENDIO E GAS

- Pannello di controllo: i controlli dovrebbero essere condotti al fine di verificare che i rilevatori siano in grado di svolgere le proprie funzioni e vengano avviate le corrette azioni estinguenti;

- Rilevatori (di fiamma, di calore, di fumo e di gas): dovrebbero essere testati e ricalibrati, se richiesto. La frequenza del test varia da sensore a sensore;
- Allarmi: dovrebbero essere regolarmente testati.

16.3.2. SISTEMA DI BLOCCO E DEPRESSURIZZAZIONE

Dovrebbero essere condotte delle operazioni periodiche di test al fine di garantire l'integrità dell'intero impianto.

16.3.3. SISTEMA POMPE ANTINCENDIO

Ispezioni e test:

- Le pompe devono essere regolarmente testate e lasciate in operazione per un periodo di tempo sufficiente a stabilire la totale operatività del sistema;
- Le prestazioni delle pompe antincendio (velocità, portata e pressione) dovrebbero essere testate per verificare che soddisfino le richieste del sistema antincendio;
- Controllo dell'alimentazione da generatore di emergenza.

Manutenzione

- I motori dovrebbero essere puliti, lubrificati e in buone condizioni di funzionamento. Il livello dell'olio e del refrigerante deve essere idoneo;
- I serbatoi diesel dovrebbero essere controllati dopo ogni avviamento dei motori in maniera tale da verificare la fuoriuscita del corretto quantitativo di combustibile e che non sia contaminato;
- Sulla base di una frequenza prestabilita tramite l'esperienza e i test sulla portata, le pompe sommerse dovrebbero essere ispezionate per corrosione e usura che potrebbe causare il fallimento del sistema quando richiesto.

16.3.4. SISTEMA A DILUVIO (*DELUGE*) E PIOGGIA (*SPRINKLER*)

Il sistema a diluvio (*deluge*), potrebbe essere soggetto a ostruzioni a causa di corrosione, crescita di organismi marini, come mitili, o incrostazioni. Mezzi efficaci d'ispezione e test devono verificare che il sistema sia integro e funzionante. Potrebbero essere necessarie prove di flussaggio con acqua.

Dove installati, gli allarmi di flusso negli ugelli distributori, o sprinklers devono essere sempre correttamente testati e funzionanti.

16.3.5. MANICHETTE ANTINCENDIO, UGELLI E MONITOR

Nel caso delle manichette antincendio bisognerebbe sottoporle a test periodici inviandovi all'interno la portata massima alla massima pressione. Le connessioni degli ugelli, con il sistema di distribuzione acqua antincendio devono essere verificati per la corretta operatività.

Le manichette devono essere correttamente ispezionate e ripristinate alle condizioni iniziali dopo l'utilizzo. Nel caso di manichette in cotone rivestito dovrebbero essere asciugate e pulite dopo l'utilizzo.

16.3.6. SISTEMI FISSI ESTINGUENTI CON AGENTI CHIMICI

Questi sistemi dovrebbero essere ispezionati e controllati periodicamente.

Tutti i serbatoi di gas propellenti dovrebbero essere controllati per quanto riguarda la pressione e la massa presenti rispetto ai valori minimi che devono essere garantiti.

Tutti i serbatoi in pressione di sostanze chimiche estinguenti dovrebbero essere controllati per quanto riguarda la pressione e la massa presenti rispetto a valori specifici. Le sostanze estinguenti che non sono in serbatoi pressurizzati devono essere controllati perché non si compattino e diventino non utilizzabili per le funzioni antincendio.

16.3.7. SISTEMI CON AGENTI ESTINGUENTI GASSOSI E WATER-MIST

Non sono richieste prove di scarico. Tutti i serbatoi in pressione devono essere controllati per quanto riguarda la pressione e la massa presenti rispetto a valori specifici. Devono essere effettuati anche controlli dei sistemi di attivazione.

16.3.8. ESTINTORI ANTINCENDIO MOBILI PORTATILI

Gli estintori devono essere ispezionati visivamente su base periodica per assicurare che siano nella posizione corretta, che siano integri e perfettamente operabili. I pezzi difettosi devono essere sostituiti con elementi della stessa classe e capacità, riparati o ricaricati come appropriato. Le istruzioni del fornitore devono essere disponibili e rispettate.

Gli estintori portatili e i cilindri di azoto utilizzati nei depositi per l'inertizzazione oppure utilizzati come propellenti negli estintori carrellati devono essere provati idraulicamente in accordo agli standard di riferimento.

Tutti i cilindri che mostrino segni di danneggiamento per corrosione o meccanico dovrebbero essere testati idraulicamente o sostituiti.

Tutti gli estintori devono essere provvisti di cartellino identificativo con riportate le date della manutenzione e della ricarica ed il nome del responsabile che ha effettuato le operazioni.

La miscelazione di polveri diverse può causare miscele corrosive e sviluppare pressioni anormali che potrebbero degenerare nel caso peggiore in esplosione dell'estintore. Gli estintori devono essere sempre ricaricati con la stessa polvere.

16.3.9. SISTEMI DI BATTERIE E RICARICA

I sistemi di batterie, riserva del sistema di generazione energia elettrica in particolare per il sistema UPS, devono essere mantenuti carichi e pronti all'utilizzo. Essi devono essere regolarmente testati per valutarne le condizioni.

L'utilizzo di sistemi di ricarica automatica non sostituisce la manutenzione periodica delle batterie. Ispezioni devono essere programmate per verificare la corretta ricarica.

16.3.10. SUPPORTO AL SISTEMA DI EMERGENZA

Il sistema di supporto all'emergenza per la gestione ed il controllo di un incidente include sistemi di comunicazione, soluzioni per la fuga e l'evacuazione, sistema di generazione energia elettrica e protezione contro l'esplosione. Test periodici dovrebbero essere condotti per verificare l'integrità di ciascuno dei suddetti sistemi.

16.3.11. PROTEZIONE ANTINCENDIO PASSIVA

Generalmente il sistema di protezione passiva presenta una richiesta di operazioni di manutenzione ridotta. Tuttavia ispezioni visive periodiche sono raccomandate, per poter riparare le aree danneggiate. Le ispezioni devono evidenziare le zone di formazione di crepe o vuoti, sia nei rivestimenti principali che nei sistemi di coibentazione. Le istruzioni del fornitore devono essere disponibili e rispettate.

Le ispezioni periodiche sono fondamentali per l'integrità del rivestimento di materiale antincendio e prevedere la tempestiva rilevazione di substrati di corrosione. Infatti se si generasse un parziale scollamento del rivestimento, l'umidità potrebbe migrare nel substrato e iniziare il processo corrosivo. Questo fenomeno evidenzia la criticità delle procedure di applicazione del rivestimento sulle zone da proteggere.

16.4. FREQUENZE TIPICHE PER ISPEZIONI E TEST

Le ispezioni ed i test devono essere pianificati e condotti con periodicità prefissata per garantire che non si verifichino disservizi che potrebbero compromettere le funzioni essenziali

e l'affidabilità dei sistemi. Le frequenze delle ispezioni e dei test devono definirsi in accordo con le norme di legge se disponibili, l'esperienza operativa pregressa, con le indicazioni del costruttore, con le valutazioni del rischio e le valutazioni eventuali di sicurezza funzionale eseguite ai sensi delle norme IEC EN 61508 e IEC EN 61511, secondo i principi della *risk based inspection*.

Un esempio di pianificazione è riportato in Tabella 5. Si ribadisce, in ogni caso, che le tempistiche indicate sono puramente indicative e che quelle effettive dovranno essere definite dall'Operatore secondo i criteri sopra indicati.

Tabella 5 – Matrice tempi di ispezione, test e manutenzione

Matrice Ispezioni, Test e Manutenzione					
Sistemi	Periodicità				
	1 settimana	1 mese	3 mesi	6 mesi	1 anno
Sistema rilevamento gas e incendio					
Pannello di controllo					F
Allarme Generale incendio ed Esplosione		F			
Sensori (fiamma, calore, fumo, gas)				C/F	
Sistemi protezione incendio					
Sistemi fissi gassosi ^{a,b}				I/F	
Sistemi a diluvio, sprinkler					F
Valvole a diluvio/sprinkler					F
Sistemi fissi agenti estinguenti chimici ^{a,c} (<i>dry chemicals</i>)				I	
Manichette, ugelli, e monitori		I/F			
Estintori carrellati e portatili		I			
Sistema pompe antincendio ^{d,e,f}	F				I/F
Sistemi di comunicazione					
Sistema Allarme Pubblico ^g	F				
Radio Portatili Principali					F
Sistemi marittimi/VHF aereo-nautica		I/F			
Fissi ^h					F
Portatili	I/F				
Segnali aereonautici	F				
Radio Scialuppe	I/F				
Sistema di blocco d'emergenza					
Pannelli di controllo				F	
Sistema Input/Output Sistema ESD				F	
Allarmi Critici, blocchi, per es. HH, LL					F
C= Calibration; F=test Funzionali; I=Ispezione senza smontaggio					
^a	I sistemi gassosi comprendono i sistemi a nebbia "water mist"				
^b	Le ispezioni includono I controllo massa/pressione dei container				
^c	I cilindri dei fluidi estinguenti chimici (<i>dry chemicals</i>) devono essere ispezionati per verificarne la contaminazione				
^d	L'esame visivo si basa su test funzionali settimanali				
^e	Test Prestazioni pompe (annuale)				

f	Test di scarico da almeno due punti (annuale)
g	Controllo giornaliero funzionale dispositivi centrali Sistema PA
h	I sistemi fissi VHS richiedono controllo giornaliero
i	Il controllo visivo/ricalibrazione dipendono dai risultati dei test funzionali

17. NORME E LEGISLAZIONE

17.1. LEGISLAZIONE ITALIANA

- D.Lgs. 18 agosto 2015, n. 145 (attuazione della Direttiva 30/2013/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE).
- D.Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro
- D.Lgs. 624 del 14/08/1996, "Attuazione direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee".
- DPR 9 aprile 1959 n.128 Norme di Polizia delle Miniere e delle cave.
- DPR 24 Maggio 1979 n.886, "Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere delle cave, contenute nel Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959 n.128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale".
- D.Lgs. 152/2006, "Norme in materia ambientale" e successive modifiche ed integrazioni.
- DM 23/01/2017, "Definizione delle dotazioni di attrezzature e scorte di risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi, che devono essere presenti in appositi depositi di terraferma, sugli impianti di perforazione, sulle piattaforme di produzione e sulle relative navi appoggio"
- DM 28/07/1994, "Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti idrocarburi liquidi e gassosi."
- Direttiva 94/9/CE del 23/03/94, G.U.C.E. L100 del 19/04/94, indicata anche direttiva ATEX 100A, recepita dallo Stato Italiano con DPR 23 marzo 1998 n° 126 ed entrata in vigore il 1/07/03;
- Direttiva 1999/92/CE del 16/12/99, (direttiva ATEX 137) recepita dallo stato Italiano con D. Lgs. 233 del 12 Giugno 2003, relativa alle prescrizioni minime per il miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori che possono essere esposti al rischio di atmosfere esplosive, entrata in vigore il 10/09/03.

17.2. LEGISLAZIONE INTERNAZIONALE

- *EHS Guidelines for Offshore Oil and Gas Development*
- *Environmental, Health, and Safety General Guidelines*

17.3. EUROPEAN DIRECTIVES

- *ATEX (Atmospheres Explosive)*
- *92/58/EEC Council Directive 92/58/EEC of 24 June 1992 on the minimum requirements for the provision of safety and/or health signs at work (ninth individual Directive within the meaning of Article 16 (1) of Directive 89/391/EEC).*
- *European Norm EN 60079 - Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres*

- *Directive 97/23/EC of the European Parliament and of the Council of 29 May 1997 on the approximation of the laws of the Member States concerning pressure equipment*
- *Directive 2006/42/EC of the European Parliament on the approximation of the laws of the Member States relating to machinery*

17.4. NORME E STANDARD INTERNAZIONALI

17.4.1. SISTEMI DI PROCESSO ED AUSILIARI

API

- *API RP 520 Sizing, Selection, and Installation of Pressure -Relieving Devices in Refineries. Part 1: Sizing and Selection*
- *API RP 520 Sizing, Selection, and Installation of Pressure -Relieving Devices in Refineries. Part 2: Installation*
- *API RP 521 Guide for Pressure-Relieving and Depressurising Systems*
- *API ST 2000 Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks*
- *API RP 14E Recommended practice for Design and Installation of Offshore platform piping systems*
- *API 530 Calculation of Heater-tube thickness in Petroleum refineries*
- *API 537 Flare details for General refinery and petrochemical services*
- *API 620 Design and Construction of Large, Welded, Low -pressure Storage Tanks*
- *API 650 Welded Steel Tanks for Oil Storage*
- *API 660 Shell and tube heat exchangers*
- *API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks*
- *API 2210 Flame Arresters for Vents of Tanks Storing Petroleum Products*
- *API SPEC 12J Specification for oil and gas separators*
- *API 12L Specification for vertical and horizontal emulsion treaters*
- *API 14C Recommended practice for analysis, design, installation and testing of basic surface safety systems for offshore production platforms*

17.4.2. SISTEMI DI SICUREZZA, HSE

Norme tecniche

- CEI EN 60079-10-1 (31-87) - Edizione 2016-03– Atmosfere esplosive - Parte 10-1: Atmosfere Esplosive per la presenza di gas.
- Guida CEI 31-35 - Quarta edizione - Data: 2012-02 - Fascicolo: 11796 Guida alla Classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas, in applicazione della Norma CEI EN 60079-10-1 (31-87)
- UNI EN 1127-1 Data: 2001-02-28 Atmosfere esplosive - Prevenzione dell'esplosione e protezione contro l'esplosione - Concetti fondamentali e metodologia

International Maritime Organization (IMO)

- *International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS), 2009*
- *Life-Saving Appliances 2010*
- *Fire Safety System 2007*
- *Marpol – Consolidated Edition 2006 (Marine Pollution)*

ISO, IEC e Altre Organizzazioni

- *ISO 4126 Safety Devices For Protection against Excessive Pressure*
- *ISO 10418 Analysis, design, installation and testing of basic surface safety system for offshore production platforms.*
- *ISO 11064 Ergonomic Design of Control Centre*
- *ISO 13702 Petroleum and natural gas industries – Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations – Requirements and guidelines.*

- ISO 14001 Environmental management systems
- ISO 15544 Petroleum and natural gas industries – Offshore production installations – Requirements and guidelines for emergency response.
- ISO 15664 Noise control design procedures for open plant
- ISO 15665 Acoustics - Acoustics insulation for pipes, valves and flanges
- ISO 15667 Acoustics - Guidelines for noise control by enclosures and cabins
- ISO 17631 Ship and marine technology – Shipboard plans for fire protection, life-saving appliances, and means of escape.
- ISO 17776 “Petroleum and natural gas industries – Offshore production installation – Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment”.
- ISO 23251 Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries- Pressure Relieving and Depressuring Systems
- IEC 60079-10-1 Classification of areas: Explosive gas atmosphere
- IEC 61508 Functional safety of electrical / electronic / programmable electronic safety – Related systems
- IEC 61511-1:2016 Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector Part 1: Framework, definitions, system, hardware and application programming requirements
- OHSAS 18001
- ICAO 9261 Heliport Manual
- HSE UK Introduction to Human Factor
- HSE UK Improving Maintenance to reduce Human Error
- HSE UK Research Report 001: Human Factor Integration: Implementation in the on-shore and offshore industries
- HSE UK Human Factor Briefing Notes 1 to 12
- HSE HSG48 Reducing Error & Influencing behaviour, 1999
- HSE Inspector s toolkit: Human Factors in the management of major accident hazards.
- HSE OTO 1999 092 Human factors assessment of safety critical tasks, 2002
- API RP 2A Recommended Practice for the Planning, Designing and Constructing of Fixed Offshore Platforms.
- API RP 2FB Recommended Practice for the Design of Offshore Facilities Against Fire and Blast Loading.
- API RP 2L Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Heliports for Fixed Offshore Platforms.
- API RP 14C Recommended Practice for Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms.
- API RP 14E Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems.
- API RP 14F Recommended Practice for Design and Installation of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class 1, Division 1 and Division 2 Locations.
- API RP 14G Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Fixed Open-type Offshore Production Platforms.
- API RP 14J Recommended Practice for Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities.
- API RP 49, “Recommended Practice for Drilling and Well Servicing Operations Involving Hydrogen Sulfide”.
- API RP 55, “Recommended Practice for Oil and Gas Producing and Gas Processing Plant Operations Involving Hydrogen Sulfide”.
- API RP 505 Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class 1, Zone 0, Zone 1 and Zone 2

- API RP 520 Sizing, Selection, and Installation of Pressure -Relieving Devices in Re-fineries.
- API RP 521 Guide for Pressure-Relieving and Depressurising Systems.
- API PUBL 2030 Application of Water Spray Systems for Fire Protection.
- DNV-OS-A101 Safety Principles And Arrangements.
- DNV-OS-D301 Fire Protection (Fire Fighting).
- NFPA 10 Portable Fire Extinguishers.
- NFPA 11 Foam Extinguishers.
- NFPA 11A Medium and High Expansion Foam Systems.
- NFPA 11C Mobile Foam Apparatus.
- NFPA 12 Carbon Dioxide Systems.
- NFPA 13 Installation of Sprinklers Systems.
- NFPA 14 Stand Pipe and Hoses Systems, Installation of.
- NFPA 15 Water Spray Fixed Systems for Fire Protection.
- NFPA 16 Deluge Foam-Water Sprinkle Systems and Foam-Water spray System, Installation of Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems.
- NFPA 17 Dry Chemical Extinguishing Systems.
- NFPA 17A Wet Chemical Extinguishing Systems.
- NFPA 20 Standard for the installation of stationary pumps for fire protection.
- NFPA 30 Flammable and combustible liquids code.
- NFPA 72 National Fire Alarm Code.
- NFPA 86 Ovens and Furnaces.
- NFPA 101 Life Safety Code.
- NFPA 325 Fire Hazard Properties of Flammable Liquids, Gases and Volatile Solids.
- NFPA 2001 Clean agent fire extinguishing system.
- NORSOK S-001 Technical safety.
- NORSOK S-002 Working environment.
- NORSOK S-003 Environmental care.
- ASME B30.9 Slings Safety Standard for Cableways, Cranes, Derricks, Hoists, Hooks, Jacks, and Slings.
- ASME B31.3 Process Piping § 323.3 – 323.3.5.
- ASTM F1337-10 Standard Practice for Human System Integration Program Re-quirements for Ship and Marine Systems, equipment, and Facilities.
- ASTM F1166-07 Standard Practice for Human Engineering Design for Marine Systems, Equipment, and Facilities.
- ASTM A 370 Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products.
- ABS 86 Guidance Notes for Ergonomics to Marine Systems.

Society of Fire Protection Engineers

- Handbook of Fire Protection Engineering, Third Edition.

CMPT

- 1999 Publication 99/100a A Guide to Quantitative Risk Assessment for Offshore Installations

17.4.3. TUBAZIONI E CONDOTTE

- ASME B1.1 Unified Inch Screw Threads – (UN and UNR threads form).
- ASME B1.2 Screw Thread Gages and Gaging for Unified inch.
- ASME B16.5 Pipe Flanges and Flanged Fittings.

- ASME B16.9 *Factory Made Wrought Steel Butt-welding Fittings.*
- ASME B16.10 *Face to Face and End to End Dimensions of Valves.*
- ASME B16.11 *Forged Steel Fittings, Socket-welding and Threaded.*
- ASME B16.20 *Metallic Gaskets for Pipe Flanges – Ring joint, spiral wound and jacketed ASME B1.20.1 Screw Threads-Pipe Threads, General Purpose (inch).*
- ASME B16.21 *Non-metallic Flat Gaskets for Pipe Flanges.*
- ASME B16.24 *Cast Copper Alloy Pipe Flanges and Flanged Fittings Class 150,300,400,600,900,1500 and 2500.*
- ASME B16.25 *Buttwelding Ends.*
- ASME B16.33 *Small manually operated metallic gas valves in gas distribution system.*
- ASME B16.34 *Valves - Flanged, Threaded and Welding End.*
- ASME B16.36 *Orifice Flanges.*
- ASME B16.47 *Large Diameter Steel Flanges-NPS 26 through NPS60.*
- ASME B18.2.1 *Square and Hexagonal Bolts and screws (inch).*
- ASME B18.2.2 *Square and Hexagonal Nuts (inch).*
- ASME B31.3 *Process Piping.*
- ASME B31.4 *Liquid Transportation System for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols.*
- ASME B31.8 *Gas Transmission and Distribution Piping System.*
- ASME B Sect. V *Non-destructive examination.*
- ASME B Sect. VIII *Pressure Vessel.*
- ASME B Sect. IX *Welding and Brazing Qualification ASME B36.10M Welded and Seamless Wrought Steel Pipe ASME B36.19M Stainless Steel Pipe.*
- ASME B46.1 *Surface Texture (Surface roughness, waviness and lay).*
- API RP 5L *Recommended practice for the pressure testing of liquid Petroleum pipelines.*
- API RP 5L1 *Railroad Transportation of Line Pipe.*
- API 6 FA *Specification for Fire Test for Valves.*
- API 6D *Specification for Line Pipe.*
- API 15 LR *Specification for low Pressure Fibreglass Line Pipe and fittings.*
- API 594 *Check Valves Wafer, wafer-lug and double flanged type.*
- API 598 *Valve Inspection and Testing.*
- API 599 *Metal plug valves, flanged and welding ends.*
- API 600 *Steel Gate Valves - Flanged and Butt-Welding Ends, bolted and pressure seal bonnets.*
- API 602 *Compact Steel Gate Valves – Flanged, threaded, welding and extended-body ends.*
- API 607 *Fire Test for Soft-seated Quarter-turn Valves.*
- API 608 *Metal ball valve – Flanged, threaded and welding ends.*
- API 609 *Butterfly Valves double flanged Lug-type and Water –type.*
- API RP 1102 *Pipeline Crossing Railways and Roads.*
- API 1104 19th ed. *Standard for Welding of Pipelines and Related facilities.*
- API RP 1110 *Recommended practice for the pressure testing of liquid petroleum pipelines.*
- API RP 1632 96 *Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems.*
- API 2201 *Procedure for welding or Hot Tapping on equipment in services.*
- API 2207 *Preparing Tank Bottoms for Hot Work.*
- API 2028 *Flame arresters in piping system.*
- API 15 HR *Specification for High Pressure Fibreglass Line Pipe.*

- MSS SP6 *Standard Finishes for Contact Faces of Pipe Flanges and connecting ends Flanges of Valves and Fittings.*
- MSS SP 9 *Spot Facing for Bronze, Iron and Steel Flanges.*
- MSS SP25 *Marking System for Valves, Fittings, Flanges and Unions.*
- MSS SP 42 *Class 150 Corrosion Resistant Gate, Globe, Angle and Check Valves with Flanged and Butt Weld Ends.*
- MSS SP 43 *Wrought Stainless Steel Butt-Welding Fitting.*
- MSS SP 44 *Steel Pipe Line Flanges.*
- MSS SP 45 *By-pass and Drain Connections.*
- MSS SP 53/54/55 *Quality Standard for Steel Castings.*
- MSS SP 61 *Pressure Testing of Steel Valves.*
- MSS SP 70 *Cast Iron Gate Valves, Flanged and Threaded Ends.*
- MSS SP 72 *Ball Valves with Flanged or Butt-welding Ends for General services.*
- MSS SP 75 *Specification for High Test Wrought Butt Welding Fittings.*
- MSS SP 80 *Bronze Gate, Globe, Angle and Check Valves.*
- MSS SP 97 *Integrally Reinforced Forged Branch Outlet Fittings – Socket welding, threaded and butt-welding ends.*
- ASTM A36 *Structural Steel.*
- ASTM A 53/A 53M *Specification for pipe, steel, black and hot-dipped, zinc coated, welded and seamless.*
- ASTM A-82 *Standard Specification for Cold drawn steel Wire for Concrete.*
- ASTM A-90 *Test method for weight (mass) of coating on iron & steel articles with zinc or zinc alloy coating.*
- ASTM A 105/A 105M *Specification for carbon steel forgings for piping applications.*
- ASTM A 106 *Specification for seamless carbon steel pipe for high-temperature service.*
- ASTM A 181/A 181M *Specification for carbon steel forgings for general purpose piping.*
- ASTM A 182/A 182M *Specification for forged or rolled alloy steel pipe flanges, forged fittings, and valves and parts for high temperature service.*
- ASTM A-185 *Standard Specification for Welded Steel Wire Fabric for Concrete Reinforcement.*
- ASTM A 193/A 193M *Specification for alloy-steel and stainless steel for bolting material for high-temperature service.*
- ASTM A 194/A 194M *Specification for carbon and alloy-steel nuts for bolts for high-pressure or high-temperature service.*
- ASTM A 234/A 234M *Specification for piping fittings of wrought carbon steel and alloy-steel for moderate and high-temperature service.*
- ASTM A 312/A 312M *Specification for seamless and welded austenitic stainless steel pipe.*
- ASTM A 320/A 320M *Specification for alloy-steel bolting material for low-temperature service.*
- ASTM A 333/A 333M *Specification for seamless and welded steel pipe for low-temperature service.*
- ASTM A 335/A 335M *Specification for seamless ferritic alloy-steel pipe for high-temperature service.*
- ASTM A 350/A 350M *Specification for carbon steel and low-alloy steel forging, requiring notch toughness testing for piping components.*
- ASTM A 358/A 358M *Specification for electric fusion welded austenitic chromium-nickel alloy-steel pipe for high-temperature service.*
- ASTM A370 *Standard Test, Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products.*

- ASTM A 403/A 403M Specification for wrought austenitic stainless steel piping fittings.
- ASTM A 420/A 420M Specification for piping fittings of wrought carbon steel and alloy-steel for low-temperature service.
- ASTM A453 Standard Specification for High Temperature Bolting Materials with Expansion Coefficients Comparable to Austenitic Stainless Steel.
- ASTM A515 Specification for Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Intermediate and Higher-Temperature Service.
- ASTM A537 Specification for Pressure Vessel Plate, Heat-Threaded, Carbon-Manganese-Silicon Steel.
- ASTM A578 Straight-Beam Ultrasonic Examination of Plain and Clad Steel Plates for Special Applications.
- ASTM A 694 Standard Specification for carbon and alloy steel Forgings for pipe flanges, fittings, valves and parts for high pressure transmission service.
- ASTM A707 Specification for Flanges, Forged, Carbon and Alloy Steel for Low-Temperature Service.
- ASTM A860 Standard Specification for wrought High-Strength Low-alloy steel Butt Welding Fittings.
- ASTM C-29 Standard Test Method for Unit Weight and Voids Aggregate.
- ASTM C-31 Standard Method of Making and Curing Concrete Compressive and Flexural Strength Specimens in the Field.
- ASTM C-33 Standard Specification for Concrete Aggregates.
- ASTM C-39 Standard Method of Test for Compressive Strength of Cylindrical Concrete Specimens.
- ASTM C-42 Method of Obtaining and Testing Drilled Cores and Sawed Beams of Concrete.
- ASTM C-50 Standard practice for sampling, sample preparation, packaging, and making of lime and lime stone products.
- ASTM C-87 Standard Method for Effect of Impurities in Fine Aggregates on Strength Mortar.
- ASTM C-94 Specification for Ready Mix Concrete.
- ASTM C-136 Standard Method for Sieve Analysis of Fines Aggregates.
- ASTM C-143 Test Method for Slump of Hydraulic-Cement Concrete.
- ASTM C-150 Standard Specification for Portland Cement.
- ASTM C-171 Standard Specification for Sheet Materials for Curing Concrete.
- ASTM C-309 Standard Specification for Liquid Membrane-Forming Components for Curing Concrete.
- ASTM C-452 Test Method for Potential Expansion of Portland cement Mortar Exposed to Sulphate.
- ASTM C-494 Standard Specification for Chemical Admixtures for Concrete.
- ASTM C-641 Zinc Coated (Galvanised) Carbon Steel Wire.
- ASTM C-642 Test for Specific Gravity, Absorption and Voids in Hardened Concrete.
- ASTM C-670 Standard Practice for Preparing Precision and Bias Statements for Test Method of Construction Materials.
- ASTM D-570 Water absorption of plastics.
- ASTM D-638 Tensile properties of plastics.
- ASTM D 709 Specification for laminated thermosetting materials.
- ASTM D 1000 Testing Pressure-Sensitive Adhesive Coated Tapes Used for Electrical Insulation.
- ASTM D-1505 Flow rates of thermoplastics by extrusion plastometer.
- ASTM D-1525 Vicat softening temperature of plastics.
- ASTM D-1693 Environmental stress-cracking of ethylene plastics.

- ASTM D 2000 *Standard classification system for elastomeric Materials.*
- ASTM D-2240 *Rubber property- Durometer hardness.*
- ASTM D-4060 *Abrasion resistance of organic coatings by the Taber Abraser.*
- ASTM E2 *Preparation of Micrographs of Metals and Alloys.*
- ASTM E3 *Preparation of Metallographic Specimens.*
- ASTM E94 *Guide for Radiographic Testing.*
- ASTM E112 *Standard Methods of Estimating the Average Grain Size of Metals.*
- ASTM E 213 *Standards Practice for Ultrasonic Examination of Metal Pipe and Tubing.*
- ASTM E428 *Fabrication and Control of Steel Reference Blocks Used in Ultrasonic Inspection.*
- ASTM E 562 *Volume Fraction by Systematic normal counting.*
- ASTM G 48 *Standards test method for pitting and crevice Corrosion resistant of stainless steel and related Alloy for the use of ferritic chloride solution.*
- BS EN 197-1:2000 *Composition, Specifications and conformity criteria for common Cements.*
- BS EN 593 *Butterfly valves.*
- BS 812 *Methods for Sampling and Testing of Mineral Aggregates, Sands and Fillers.*
- BS 882, Part 2 *Aggregates from Natural Sources for Concrete*
- BS EN 1008:2000 *Test for Water for Making Concrete*
- BS 1377 *Methods of Tests for Soils for Civil Engineering Purposes.*
- BS 1414 *Specification for Steel Gate Valves (Flanged and Butt-Welding Ends) for the Petroleum, Petrochemical and Allied Industries.*
- BS 1873 *Steel globe and globe stop and check valves.*
- BS 1881 *Methods of Testing Concrete.*
- BS 2853 *Design and Testing of Steel Overhead Runway Beams.*
- BS 4105 *Liquid Carbon Dioxide-Industrial.*
- BS 4365 *Industrial Argon.*
- BS 4449 *Carbon Steel for the Reinforcement of Concrete.*
- BS 4466 *Bending Dimensions and Scheduling for the Reinforcement of Concrete.*
- BS 4483 *Steel Fabric for the Reinforcement of Concrete.*
- BS 5154 *Copper alloy globe, globe stop and check, check and gate valves.*
- BS 5351 *Steel ball valves .*
- BS 5400 *Steel, Concrete and Composite Bridges.*
- BS 6031 *Earthworks.*
- BS 6187 *Code of practice for demolition.*
- BS 6399 *Design Loading for Buildings.*
- BS 6755 *Specification and Test of Steel Valves for the Petroleum, Petrochemical and Allied Industries.*
- BS 7361 Part.1 *Code of Practice for Cathodic Protection Land and Marine Applications.*
- BS 7419 *Specification for holding down Bolts.*
- BS 7448 *Methods for Crack Opening Displacement (COD) Testing.*
- BS 7613 *Weldable Structural Steel.*
- BS 8004 *Foundations.*
- BS 8007 *Structural Use of Concrete for retaining Aqueous Liquids.*
- BS 8110 *The Structural Use of Concrete.*
- BS EN 10029 *Weldable Structural Steel.*

- BS EN 10113 Parts 1-3 Weldable Structural Steel.
- BS EN 10155 Weldable Structural Steel.
- BS EN 10204 Metallic Materials Types of Inspection Documents.
- BS EN 10210-1 Weldable Structural Steel.
- BS EN 12266 Industrial Valves: Testing of Valves, Pressure Tests, Test Procedures, and Acceptance Criteria, Mandatory Requirements.
- ISO R146 Verification of Vickers Hardness Testing Machines.
- ISO R148 Steel-Charpy Impact Test (V-Notch).
- ISO R1027 Radiographic Image Quality Indicators for N.D.T.
- ISO 2566 Steel Conversion of Elongation Values.
- ISO 6507 Metallic Materials – Hardness Test Vickers.
- ISO 6892 Steel Tensile Testing of Tubes.
- ISO 9000 Quality Management Systems.
- ISO 9001 Quality Assurance System.
- ISO 10474 Steel and Steel Products – Inspection Documents.
- ISO 14313 Pipeline Valves.
- ISO 8501 Preparation of steel substrates before application of paints and related products - Visual assessment of surface cleanliness.
- UNI 9099 External polyethylene coating applied by extrusion. Steel pipes for buried or submerged pipelines.
- NACE RP 0100-2004 Cathodic Protection of Pre-stressed Concrete Cylinder Pipelines.
- NACE RP 0169-96 Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.
- NACE RP 0177-95 Mitigation of Alternating Current and Lightning Effects on Metallic Structures and Corrosion Control Systems.
- NACE STD TM 0284 Standard Test Method Evaluation of pipeline steel for Resistance to stepwise cracking.
- NACE RP 0286-97 Electrical isolation of Cathodically Protected Pipelines
- NACE RP 0387 Recommended Practice for Metallurgical and Inspection Requirements for Cast Sacrificial Anodes for Offshore Applications Version 1981.
- DNV
- DNV RP E305 On-bottom stability design of submarine pipelines (Oct88).
- DNV OS-F101 Rules for Submarine Pipeline System.
- DNV-RF-F105 Free Spanning Pipelines.
- IEC 60079 serie Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres - Construction and Verification Test of Flameproof Enclosures of Electrical Apparatus.
- DIN 4024 Supporting Structures for Rotary Machinery.
- DIN 03670 Inspection of Coated Pipe and Fittings.
- DIN 30670 Polyethylene Coating of Steel Tubes, Fittings and Matching Pieces.
- DIN 30672 Coating of Corrosion Protection Tapes and Heat Shrinkable Materials for Pipelines for Operational Temperature up to 50 C.
- DIN 30677 Part 2 External Corrosion Protection of Buried Valves, Heavy-Duty Thermostat Plastic Coatings.
- DIN 54109 Fabrication and Control of Steel Reference Blocks Used in Metallic Materials.
- IP Model Code of Safe Practice part 15 Area Classification Code for Petroleum Installation.
- IP.6 Institute of Petroleum Pipeline Safety Code.
- CP 2012 Code of practice for foundations for machinery.

Painting

- BS 5493 *Protective coating of iron and steel structure against corrosion.*
- ISO 2409 *Paints and Varnishes – Cross cut test.*
- ISO 2808 *Paints and Varnishes – Determination of Film Thickness.*
- ISO 8501-1 *Preparation of Steel Substrates before Application of Paints and Related Products.*
- ISO 12944.1 *Paints and varnishes – General introduction.*
- ISO 12944.2 *Paints and varnishes – Classification of Environment.*
- ISO 12944.3 *Paints and varnishes – Design consideration.*
- ISO 12944.4 *Paints and varnishes – Type 4, Type of surface and surface preparation.*
- ISO 12944.5 *Paints and varnishes – Protective paint system.*
- ISO 12944.6 *Paints and varnishes – Laboratory performance test methods.*
- ISO 12944.7 *Paints and varnishes – Execution and supervision of paint work.*
- ISO 12944.8 *Paints and varnishes – Development of specification for new work and maintenance.*
- ASTM D 2200 *Pictorial surface preparation standard for painting steel surface.*
- ASTM D 2092 *Guide for preparation of zinc-coated (galvanized) steel surfaces for painting.*
- SSPC-SP 3 *Power Tool Cleaning.*

17.4.4. MECCANICA

Rotating Equipment (Compressors, Pumps, Gas Turbine)

- ANSI B73.1 *Specification for Horizontal End Suction Centrifugal Pumps for Chemical Process.*
- ANSI B73.2 *Specification for Vertical In-Line Centrifugal Pumps for Chemical Process.*
- API 610 *Centrifugal Pumps for Petroleum, Heavy Duty Chemical and Gas Industry Services.*
- API 613 *Special Purpose Gear Units for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services.*
- API 614 *Lubrication, Shaft-Sealing, and Control-Oil Systems for Special-Purpose Application.*
- API 616 *Gas turbines for the Petroleum, Chemical and Gas Industry Services.*
- API 617 *Axial and Centrifugal Compressors for Petroleum and Expander-compressors for Petroleum, Chemical and Gas Service Industries.*
- API 618 *Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services.*
- API 670 *Machinery Protection Systems.*
- API 671 *Special-Purpose Couplings for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services.*
- API 674 *Positive Displacement Pumps – Reciprocating.*
- API 675 *Positive Displacement Pumps – Controlled Volume.*
- API 677 *General Purpose Gear Units for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services.*
- API 678 *Accelerometer - Based Vibration Monitoring System.*
- API 682 *Pumps - Shaft Sealing System for Centrifugal and Rotary Pumps.*

- ISO 10438-4 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries Lubrication, shaft-sealing and control-oil systems and auxiliaries - Part 4: Self-acting gas seal support systems.*
- AGMA 421 *Practice for High Speed Helical and Herringbone Gear Units.*

Power Test Code (ASME)

- PTC 1 *General Instructions.*
- PTC 9 *Displacement Compressors.*
- PTC 10 *Compressor and Exhausters.*
- PTC 17 *Reciprocating Internal Combustion Engines.*
- PTC 22 *Gas Turbine Power Plan.*
- PTC 30 *Air Cooled Heat Exchangers.*
- NFPA 20 *Installation of Stationary Fire Pumps for Fire Protection.*
- NFPA 20HDBK *Fire Pump Handbook.*

Diesel Engines

- ISO 3046-1 *Reciprocating Internal Combustion Engines: Performance – Standard Reference Conditions, Declarations of Power, Fuel and Lubricant Oil Consumptions and Test Methods (replace old BS 5514-1/2).*
- ISO 8178 *Reciprocating internal combustion engines - Exhaust emission measurement.*
- ISO 8528 *Reciprocating internal combustion engines driven alternating current generating sets.*
- ISO 10816 *Mechanical vibration.*

Electric Motors

- IEC 60034 *Rotating Electrical Machines.*
- API 546 *Brushless Synchronous Machines – 500KVA and Larger.*

Test For Rotating Equipment (ISO)

- ISO 1940 *Mechanical Balancing of Rotating Bodies.*
- ISO 1940/1 *Mechanical Vibration-Balance Quality Requirements for Rigid Rotors.*
- EN ISO 9906 *Rotodynamic pumps. Hydraulic performance acceptance tests. Grades 1 and 2.*
- ISO 5199 *Industrial Pumps – Technical Specification for Centrifugal Pumps – Class II.*

Pedestal Cranes

- API 2C *Specification for offshore cranes.*
- FEM SECTION I *Design Rules for heavy lifting apparatus.*

Blow Down & Flare

- API 14C *Recommended Practice for Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms.*

- API 14E *Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems.*
- API 520PT1 *Sizing, Selection and Installation of Pressure-relieving Devices in Refineries-Sizing and Selection.*
- API 520PT2 *Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries Installation.*
- API RP 521 *Guideline for Pressure-Relieving and Depressurizing systems.*

Pressure Vessels

- ASME BPVC SECTION II Material Specifications – Ferrous Materials.
- ASME BPVC SECTION II Material Specifications – Non-Ferrous Materials.
- ASME BPVC SECTION II Material Specifications – Welding Rods, Electrodes & Filler Metals.
- ASME BPVC SECTION II Material Properties.
- ASME BPVC SECTION V Non destructive Examination.
- ASME BPVC SECTION VIII Div.1 Rules for Construction of pressure vessels.
- ASME BPVC SECTION VIII Div.2 Alternative Rules for construction of pressure vessels.
- ASME BPVC SECTION VIII Div.3 Alternative Rules for Construction of High Pressure Vessels.
- ASME BPVC SECTION IX Welding & Brazing Qualifications.
- ASME B 16.5 *Pipe flanges and Flanged Fittings.*
- ASME B 16.20 *Metallic Gasket for Pipe Flanges*

Heat Exchangers

- TEMA STD *Standards of tubular exchanger manufacturers association.*
- API 660 *Shell-and-Tube Heat Exchangers for General Refinery Services.*
- API 661 *Air-cooled Heat Exchangers for General Refinery Services.*

Heaters

- ASME BPVC VIII Div.1 *Rules of construction of pressure vessels.*

Noise

- EEMUA 140 *Noise Procedure Specification.*
- OSHA *Occupational Safety & Health Administration.*
- ISO 3744 *Acoustic – Determination of sound pressure levels of noise sources using sound pressure – Engineering method in an essentially free field over a reflecting plane.*
- API 615 *Sound control of mechanical equipment for refinery service.*

Pig Launchers/Receivers

- ASME B31.4 *Liquid transportation system for hydrocarbons liquid petroleum gas, anhydrous ammonia and alcohols.*
- ASME B31.8 *Gas transmission and distribution piping system.*

17.4.5. HVAC

ASHRAE

- ASHRAE HVAC Fundamentals.
- ASHRAE HVAC Systems and Equipment.
- ASHRAE HVAC Applications.

EUROPEAN STANDARDS

- EN 378 Refrigerating Systems and Heat Pumps. Safety and Environmental Requirements.
- EN 779 Particulate Air Filters for General ventilation. Determination of the Filtration Performance.
- EN 1751 Ventilation for Buildings. Air Terminal Devices. Aerodynamic Testing of Dampers and Valves.
- EN 1886 Ventilation for Buildings. Air Handling Units. Mechanical Performance.
- EN 12735 Copper and copper alloys. Seamless, round copper tubes for air conditioning and refrigeration.
- EN 12900 Refrigerant compressors. Rating conditions, tolerances and presentation of manufacturer's performance data.
- EN 50272-2 Safety Requirements for Secondary Batteries and Battery installations. Stationary Batteries.

EUROVENT

- EUROVENT Recommendations.

IMO

- IMO A.754 (18) Fire Resistance Tests for "A", "B", "F" Class Divisions – Annex II - Fire Dampers.
- IMO FTP Code Resolution MSC.61(67) - International Code for Application of Fire Test Procedures.

ISO

- ISO 1940 Mechanical vibration - Balance quality requirements for rotors in a constant (rigid) state.
- ISO 7235 Acoustics - Laboratory measurement procedures for ducted silencers and air-terminal units - Insertion loss, flow noise and total pressure loss.
- ISO 5801 Industrial fans - Performance testing using standardized airways
- ISO 10816 Mechanical vibration - Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts.
- ISO 11691 Acoustics - Measurement of insertion loss of ducted silencers without flow - Laboratory survey method.
- ISO 13347 Industrial fans - Determination of fan sound power levels under standardized laboratory conditions.
- ISO 13351 Fans – Dimensions.

SMACNA

- SMACNA HVAC Duct Construction Standards - Metal and Flexible.

17.4.6. STRUTTURA

ISO 19900:2002 Petroleum and natural gas industries -- General requirements for offshore structures.

Bolts and Nuts

- BS 3692 Specification for ISO metric precision hexagon bolts, screws and nuts.
- BS 4190 Specification for ISO Metric Black Hexagon Bolts Screws and Nuts.
- BS 4320 Specification for metal Washers for General Engineering Purposes.
- BS 4395-1 Specification for high strength friction grip bolts and associated nuts and washers for structural engineering. Part 1 :general grade.
- BS 4395-2 Specification for high strength friction grip bolts and associated nuts and washers for structural engineering. Part 2 :Higher grade bolts and nuts and general washers.

Building acoustic

- ISO 717-1 Acoustics – Rating of sound insulation in buildings and of building elements – Airborne sound insulation.
- ISO 717-2 Acoustics – rating of sound insulation in buildings and of building elements – Impact sound insulation.
- ISO 19901 Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures.

Steel galvanisation

- ISO 1461 Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles – Specifications and test methods.

Definition of the steel types

- EN 10025: part 1 to 6 :2004 Hot rolled products of non-alloy structural steels. Technical delivery conditions.
- EN 10225: 2004 Weldable structural steels for fixed offshore structures.
- API 5L Specification for Line Pipe.

Steel shapes

- EN 10024 Hot rolled taper flange I sections - Tolerances on shape and dimensions.
- EN 10029 Hot rolled steel plates 3mm thick or above. Tolerances on dimensions and shape.
- EN 10034 Structural steel I and H sections. Tolerances on shape and dimensions.
- EN 10163 Delivery requirements for surface condition of hot-rolled steel plates, sheets, wide flats and sections.
- EN 10164 2004 Steel products with improved deformation properties perpendicular to the surface of the product - Technical delivery conditions.

- EN 10210-1 *Hot finished structural hollow sections of non-alloy and fine grain structural steels – Technical delivery requirements.*
- EN 10210-2 *hot finished structural hollow sections of non-alloy and fine grain structural steels - Tolerances, dimensions and sectional properties.*
- EN 10219-1 *Cold formed welded structural hollow sections of non-alloy and fine grain structural steels - Technical delivery requirements.*
- EN 10219-2 *Cold formed welded structural hollow sections of non-alloy and fine grain structural steels - Tolerances, dimensions and sectional properties.*

Fire proofing and corrosion prevention of steel

- BS 5950 :Part 8 *Fire resistance for structural steel works.*
- BS EN ISO 12944:Part 4 *Paints and vanishes. Corrosion protection of steel structures by protective paint system. Types of surface and surface preparation.*
- BS EN ISO 12944:Part 7 *Paints and vanishes. Corrosion protection of steel structures by protective paint system. Execution and supervision of paint work.*

Design of steel structures

- API RP 2A *Recommended Practice for the Planning, Designing and Constructing of Fixed Offshore Platforms.*

Water retaining structures

- BS 8007 *Code of practice for design of concrete structures for retaining aqueous liquids.*

Wind loads definition

- API RP 2A *Recommended Practice for the Planning, Designing and Constructing of Fixed Offshore Platforms.*

Tank foundations

- BS 2654 *Specification for manufacture of vertical steel welded non-refrigerated storage tanks with butt welded shells for the petroleum industry - Appendix: Recommendations for tank foundation.*

Foundation of vibrating equipment

- DIN 4024 Part 1 *Machine Foundations – Flexible structures that support machines with rotating elements.*
- DIN 4024 Part 2 *Machine Foundations – Rigid foundations for machinery subject to periodic vibration.*

Welding

- EEMUA 158 *Construction Specification for Fixed Offshore Structures.*

- EEMUA 197 *Specification for the Fabrication of Non-Primary Structural Steelwork for Offshore Installations.*
- API 2B *Specification for the fabrication of structural steel pipes.*
- AWS D1.1 *American Welding Society – “Structural Welding Code”.*
- WRC 107 *Welding Research Council – Bulletin , Local Stresses in Spherical and Cylindrical shells due to external loading.*

NOBLE DENTON

- ND 0013 *Noble Denton, Guidelines for Load Out.*
- ND 0027 *Noble Denton, Guidelines for Marine Lifting Operations.*
- ND 0030 *Noble Denton, Guidelines for Marine Transportation.*

17.4.7. ELETTRICA

General

- IEC 60050 series *International electrotechnical vocabulary.*
- IEC 60204 series *Safety of machinery - electrical equipment of machines.*
- IEC 60059 *IEC standard current ratings.*
- IEC 60038 *IEC standard voltages.*
- IEC 61892 series *Mobile and fixed offshore units – Electrical installations.*
- IEC 60364 series *Electrical installations of buildings.*
- IEC 60909 series *Short-circuit it currents in tree-phase a.c. systems.*
- IEC 60617 series *Graphical symbols for diagrams.*
- IEC 62305 series *Protection against lightning.*
- IEC 61000 series *Electromagnetic Compatibility (EMC).*

Environmental

- IEC 60529 *Degrees of protection provided by enclosures (IP code).*
- IEC 61140 *Protection against electric shock - Common aspects for Installation and equipment.*

Motors and Generators

- IEC 60034 series *Rotating electrical machines.*
- IEC 60072 series *Dimensions and output series for rotating electrical machines Switchgear.*
- IEC 61439 series *Low-voltage switchgear and control gear assemblies.*
- IEC 60947 series *Specification for low-voltage switchgear and control gear – equipment.*
- IEC 60934 *Circuit breakers for equipment (CBE).*
- IEC 60898-1 & 2 *Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations.*
- IEC60669 series *Switches for household and similar fixed-electrical installations.*
- IEC 60417 *Graphic Symbol for use on equipment.*
- IEC 62053v series *Electricity Metering equipment (a.c.).*

Transformers

- IEC 60076 series *Power transformers.*

- IEC 60044-1 Instrument transformers - part 1: Current transformers.
- IEC 60044-2 Instrument transformers - part 2: inductive voltage transformers.
- IEC 61558 series Safety Of Power Transformers, Power Supply Units And Similar.

Convertors & rectifiers

- IEC 60146 series Semiconductor convertors.
- IEC 61800 series Adjustable speed electrical power drive systems.

Capacitors

- IEC 60831 series Shunt power capacitors of the self-healing type for a.c. Systems having a rated voltage up to and including 1000 v.
- IEC 60871 series Shunt capacitors for a.c. Power systems having a rated voltage above 1000 v.
- IEC 60931 series Shunt power capacitors of the non-self-healing type for a.c. Systems having a rated voltage up to and including 1000 v.

Stationary Batteries

- IEC 61951-1 Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - portable sealed rechargeable single cells - part 1: nickel-cadmium (where applicable).
- IEC 61150 Alkaline secondary cells and batteries - Sealed nickel-cadmium rechargeable mono-bloc batteries in button cell design (where applicable).
- IEC 60896 series Stationary lead-acid batteries. General requirements.
- IEEE 485 Recommended practice for sizing Lead Acid Batteries.

UPS

- IEC 62040 series Uninterruptible Power System - classification UPS.
- IEC 60686 Stabilized Power Supplies –AC- Output.
- IEC 62310 series Static Transfer System (STS).

Cables

- IEC 60502 series Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV).
- IEC 60331 series Tests for electric cables under fire conditions.
- IEC 60332 series Tests on electric cables under fire conditions.
- IEC 60881 Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables and optical cables.
- IEC 60287 series Electric cables - calculation of the current rating.
- IEC 60885 series Electrical test methods for electric cables - electrical tests for cables.
- IEC 60708 Low-frequency cables with polyolefin insulation and moisture barrier polyolefin sheath.
- IEC 60352 series Solder less connections.

Relays

- IEC 60255 series *Electrical relays.*

Instruments, Meters and Transducers

- IEC 60051 series *Direct acting indicating analogue electrical measuring instruments and their accessories.*
- IEC 62052-11 *Electricity metering equipment (ac) - General requirements, Tests and test conditions - Part 11: metering equipment.*
- IEC 62053-11 *Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 11: electromechanical meters for active energy (classes 0,5, 1 and 2).*
- IEC 60258 *Direct acting recording electrical measuring instruments and their accessories.*
- IEC 60688 *Electrical measuring transducers for converting a.c. Electrical quantities to analogue or digital signals.*

Insulating Materials (Classifications)

- IEC 60071 series *Insulation coordination.*
- IEC 60664 series *Insulation coordination for equipment with low voltage system.*
- IEC 60085 *Thermal evaluation and classification of electrical insulation.*
- IEC 60815 *Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions.*

Lighting

- IEC 60598 series *Luminaries.*

Plugs and Sockets

- IEC 60309 series *Plugs, socket-outlets and couplers for industrial purposes.*

Electrical Surface Heating

- IEC 60800 *Heating cables with a rated voltage of 300/500 V for comfort heating and prevention of ice formation.*

Electrical apparatus for explosive gas atmosphere

- IEC 60079 series *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres.*

Navigation Aid System

- IALA *International Association of Marine Aids Navigation and light-house authorities.*

European Directives

- 2006/95/CE *Low voltage directive.*
- 94/9/CE *Equipment and protective systems for use in potentially explosive atmospheres (ATEX).*
- 2006/42/CE *Machinery Directive.*

- 2004/108/CE *Electromagnetic compatibility.*

17.4.8. GENERATORI E TURBOCOMPRESSORI

- ANSI *American Standard Institute.*
- API *American Petroleum Institute.*
- IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers.*
- NFPS *National Fire Protection Associations.*
- ICEA *Insulated Cable Engineers Association.*
- FCC *Federal Communication Commission.*

17.4.9. STRUMENTAZIONE E TELECOMUNICAZIONI

- API Spec 6A *Specification for wellhead and Christmas tree equipment.*
- API 11N *Specification for Lease Automatic Custody Transfer (LACT) Equipment.*
- API RP 14 C *Analysis, design, Installation and testing of basic surface safety systems on offshore production platforms.*
- API RP 14 E *Design and Installation of Offshore Production Platform Piping.*
- API RP 520 *Recommended practice for the design and installation of pressure relieving systems.*
- API STD 526 *Flanged steel pressure relief valves.*
- API RP 551 *Process measurement instrumentation.*
- API 2000 *Venting atmospheric and low pressure storage tanks non refrigerated and refrigerated.*
- API MPMS (Chapter 14) *Manual of petroleum measurement standard. Natural gas fluid measurement (Chapter 4 to 8).*

ASME

- ASME Section VIII *ASME Boiler & Pressure Vessel Code, Div.1 and 2 including Addenda.*
- ASME PTC 19.3 *Temperature Measurement . Instruments and Apparatus.*

ASTM

- ASTM D A269 *Specification for Seamless and welded austenitic stainless steel tubing for general service.*

IEC

- IEC 60331 series *Test for Electric Cables under fire conditions.*
- IEC 60332 series *Test for Electric Cables under fire conditions.*
- IEC 60079 series *Electrical apparatus for Explosive Gas Atmospheres.*
- IEC 60446 *Identification of conductors by colour numerals.*
- IEC 60529 *Degrees of protection provided by enclosures.*
- IEC 61000 *Electromagnetic compatibility (EMC).*
- IEC 60754 *Test of gases evolved during combustion of material from cables*
- IEC 61034 *Measurement of smoke density of cables burning under defined conditions.*

- IEC 61511-1:2016 *Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector Part 1: Framework, definitions, system, hardware and application programming requirements.*

European Directives

- 94/9/CE *Equipment and protective systems for use in potentially explosive atmosphere (ATEX).*
- IEC 61892 *Mobile and fixed offshore units – Electrical Installation.*

ISA

- ISA 5-1 *Instrumentation symbols and identification.*
- ISA 5-2 *Binary logic diagrams for process operation.*
- ISA 20 *Specification forms for process measurement and control instruments primary elements & control valves.*

ISO

- ISO 4406 *Hydraulic fluid power – Fluids – Method for coding the level of contamination by solid particles.*

Telecomunicazione

- ITU-R, *International Telecommunication Union Radio active standards and recommendations.*
- ITU-T, *International Telecommunication Union Telecommunication active standards and recommendations.*
- *OSI 7-layer Reference model, Open Systems Interconnection Reference Model.*
- *ANSI/EIA/TSB-72, Centralized Fiber-optic cabling guideline.*
- *IEC/ISO 11801, 2nd edition.*
- *ANSI/EIA/TIA-492-AAAB, Detail Specification for 50 um Multi-Mode Fiber Optic Cable.*
- *ANSI/EIA/TIA-568-A, Commercial Building Telecommunication Cabling Standard.*
- *ANSI/EIA/TIA-568-B.2-1-2002, Commercial Building Telecommunication Cabling Standard, Addendum 1 – TPS for 4-pair 100 ohm Cat 6 Cabling.*
- *ANSI/EIA/TIA-598-B, Fiber Optic Color Code Standard for fiber cores.*
- *ANSI/EIA/TIA-222-E-91, Structural Standards for Steel Antenna Towers and Antenna ASTM A-123 Specifications for Zinc (Hot-Galvanized) Coatings on Iron and Steel Products.*
- *BS EN 50117 5, Coaxial Cables Used in Distribution Networks – Part 5, Color Code for multi-core cable (EIA/TIA 359-A).*
- *EIA TIA-222-F Structural Standards for Steel Antenna Towers and Antenna Supporting Structures.*
- *ETSI EN 300 676 V1.3.1, Electromagnetic Compatibility and Radio Spectrum Matters (ERM); Ground-Based VHF Hand-Held, Mobile and Fixed Radio Transmitters, Receivers and Transceivers for the VHF Aeronautical Mobile Service Using Amplitude Modulation; Technical Characteristics and Methods of Measurement.*

- ICAO Annex 10 Volume I, Aeronautical Telecommunications – Radio Navigation Aids, Chapter 3.4 and Attachment C.
- ICAO Annex 10 Volume III Part 2, Voice Communication Systems.
- ICAO Annex 10 Volume V, Aeronautical Radio Frequency Spectrum Utilization.
- ICAO, Annex 14 Obstruction Marking and Lighting.
- IEEE 802.3 Carrier Sense Media Access/Collision Detection (CSMA/CD) Access Method, Ethernet.
- IEEE C62.41 Recommended Master Practice on Surge Voltages in Low-Voltage AC Power Circuits (ANSI/IEEE).
- IEC 60331 Tests for Electric Cables Under Fire conditions.
- IEC 61034 Measurement of smoke density of cables burning under defined conditions.
- IEC 60754-2, Test on gases evolved during combustion of materials from cables.
- G.651 Characteristics of multi-mode optical fiber cable.
- G.652 Characteristics of single mode optical fiber cable.
- G.702 Digital Hierarchy Bit Rates.
- G.703 Physical/Electrical Characteristics of Hierarchical Digital Interfaces.
- G.704 Synchronous Frame Structures.
- G.707, 708, 709 Network Node Interface for the Synchronous Digital Hierarchy.
- G.712 Transmission performance characteristics of pulse code modulation channels.
- G.732 Characteristics of primary Pulse Code Modulation (PCM) multiplex equipment operating at 2048 kbit/s.
- G.735 Characteristics of primary PCM multiplex equipment operating at 2048 kbit/s and offering synchronous digital access at 384 kbit/s and/or 64 kbit/s.
- G.736 Characteristics of a synchronous digital multiplex equipment operating at 2048 kbit/s.
- G.773 Protocol Suites for Q-Interfaces for Management of Transmission Systems.

Allegato 3

Criteria di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente

SOMMARIO

1. Introduzione.....	232
2. Linee guida per criteri di accettabilità del rischio.....	233
2.1. Criterio di accettabilità legato alle funzioni di sicurezza principali ...	233
2.2. Criterio di accettabilità legato alla perdita della vita	234
2.2.1. <i>Criteri di accettabilità raccomandati per il rischio di perdita della vita per l'applicazione del D.Lgs. 145</i>	236
2.3. Criterio di accettabilità per il rischio ambientale	237
2.3.1. <i>Criteri di accettabilità raccomandati per il rischio ambientale per l'applicazione del D.Lgs.145</i>	237
3. Valutazione ALARP	246
3.1. Introduzione	246
3.1.1. <i>Approccio qualitativo</i>	248
3.1.2. <i>Approccio quantitativo</i>	248
Bibliografia	249

1. INTRODUZIONE

Il criterio di accettabilità del rischio illustra il livello di rischio complessivo che può essere classificato come tollerabile, per un determinato periodo di tempo o in una certa fase dell'attività dell'impianto.

I criteri di accettabilità del rischio devono essere definiti sia per la valutazione del rischio per il personale sia per la valutazione del rischio per l'ambiente. Per quanto concerne la definizione di criteri di accettabilità per i danni all'asset e alla produzione, essa è a discrezione della Compagnia.

Il Comitato, nel procedere alla valutazione approfondita delle RGR al fine di determinare le misure necessarie per raggiungere livelli di rischi accettabili, verificherà che l'Operatore e il Proprietario abbiano chiaramente dimostrato di avere tenuto conto delle buone pratiche in materia e del giudizio fondato su solidi principi di ingegneria, sulle migliori pratiche di gestione e su principi di gestione organizzativa e delle risorse umane.

Esistono diverse tipologie di criteri di accettabilità applicabili per diversi scopi e per livelli di dettaglio differenti:

- Criteri quantitativi, per studi quantitativi che vengono applicati generalmente per la valutazione di:
 - Integrità delle strutture;
 - Sicurezza del personale;
 - Protezione dell'ambiente.
- Criteri qualitativi.

Nel caso di impianti offshore, in genere, per la definizione di criteri di accettabilità vengono adottate le seguenti scelte:

- Per le persone, si fa riferimento a matrici di rischio, se vengono introdotti criteri qualitativi ovvero quantitativi per impianti esistenti, oppure si fa riferimento al rischio individuale (valutando il valore IRPA – *Individual risk per annum*) se vengono introdotti criteri quantitativi.
- Per l'ambiente si può fare riferimento ad un criterio basato sull'utilizzo di matrici di rischio.

In entrambi i casi vengono stabilite delle soglie di accettabilità, al di sotto delle quali il livello di rischio è considerato accettabile, e soglie di non accettabilità, al di sopra delle quali il livello di rischio non può essere in alcun modo giustificabile. Nella fascia compresa tra queste due soglie è presente la regione ALARP, *as low as reasonably practicable*.

All'interno del D.Lgs n. 145/2015 viene fornita la definizione di ALARP intesa come il livello di rischio la cui ulteriore riduzione richiederebbe tempi, costi o sforzi assolutamente sproporzionati rispetto ai vantaggi di tale riduzione. Nel valutare se i tempi, i costi o gli sforzi siano sproporzionati rispetto ai vantaggi, si tiene conto dei livelli di rischio delle migliori pratiche compatibili con l'attività [Art. 2 comma a].

2. LINEE GUIDA PER CRITERI DI ACCETTABILITÀ DEL RISCHIO

I criteri di accettabilità quantitativi dovrebbero essere definiti come minimo per coprire il rischio legato alle persone (perdita della vita), all'ambiente e al criterio di danneggiamento utilizzato per dimensionare le strutture/equipaggiamenti vitali.

Le basi nella definizione del criterio di accettabilità del rischio dovrebbero includere:

- I regolamenti che controllano la sicurezza e gli aspetti ambientali delle attività;
- Il principio ALARP;
- Le norme riconosciute;
- Il livello di rischio di attività simili;
- I livelli di rischio che normalmente sono accettati nel vivere quotidiano;
- Il livello di rischio tollerato nel passato nello stesso settore di attività o in attività simili.

NOTA: A seguire vengono riportati suggerimenti, da non considerare come esaustivi, di criteri da applicare. I suggerimenti riportati comprendono esempi inerenti i criteri di accettabilità per le persone, per l'ambiente e per le funzioni di sicurezza.

L'Operatore può decidere se avvalersi di tali indicazioni o adottare criteri propri concordati con l'Autorità, dimostrando la coerenza, la correttezza e la ragionevolezza dell'approccio scelto.

2.1. CRITERIO DI ACCETTABILITÀ LEGATO ALLE FUNZIONI DI SICUREZZA PRINCIPALI

Con il concetto di funzioni di sicurezza principali si intendono tutte le funzioni che devono essere mantenute intatte per garantire la sicurezza del personale e/o per limitare le conseguenze in caso di incidente grave.

In questa categoria, per impianti presidiati, rientrano le funzioni che:

- Prevengono lo sviluppo di un incidente (*preventing escalation*);
- Mantengono il carico strutturale principale (*main load carrying*);
- Proteggono le sale di controllo necessarie a mantenere sotto controllo gli eventi incidentali (*rooms of significance*);
- Proteggono le strutture delle aree di sicurezza (*safe areas*);
- Mantengono almeno una via di fuga da ogni area dove potrebbe trovarsi il personale (*escape route*)

e tutte le funzioni di sicurezza considerate come "barriere di mitigazione" nella valutazione del rischio.

Per queste funzioni viene fornito un criterio di accettabilità che definisce la probabilità annuale massima per la perdita di una singola funzione di sicurezza in seguito a eventi incidentali riguardanti un singolo "accidental load" pari a 1×10^{-4} per anno.

Il criterio di accettabilità sopra introdotto trova applicazione come segue:

- Nel caso di funzione "preventing escalation", il criterio si applica ad ogni lato di ogni divisione che separa un'area principale da un'altra;
- Nel caso di funzione "main load carrying", il criterio si applica alla somma globale delle perdite della struttura a seguito di un evento incidentale;
- Nel caso di funzione "rooms of significance", il criterio si applica alla perdita di ogni singola stanza;

- Nel caso di funzione “safe areas”, il criterio si applica alla perdita di ogni singola area di sicurezza;
- Nel caso di funzione “escape routes”, il criterio si applica alla perdita della possibilità di fuga da ogni singola area principale non direttamente esposta all'incidente. [1]

Per maggiori dettagli si può fare riferimento alla NORSOK Z013, Allegato B.

2.2. CRITERIO DI ACCETTABILITÀ LEGATO ALLA PERDITA DELLA VITA

Il rischio collegato alle persone normalmente considera solo il rischio di perdita della vita umana. Con il termine “persone” vengono raggruppate due categorie:

- Persone che lavorano per l'Operatore, sia dipendenti sia appaltatori, indicate con il termine personale;
- Astanti, per esempio visitatori.

Inoltre la tipologia di rischio può essere espressa come rischio individuale o sociale:

- rischio individuale: è il rischio a cui è sottoposta una singola persona per un dato periodo di tempo ed è funzione della gravità dei pericoli e del tempo di esposizione ad essi;
- rischio sociale: è il rischio a cui tutto il personale e gli astanti sono esposti per un determinato periodo di tempo.

Il rischio individuale è calcolato considerando il contributo di tutte le possibili sorgenti di pericolo, attraverso la ricomposizione di danno e frequenza di tutti gli scenari incidentali che si possono originare da tali pericoli. Esistono diversi approcci per calcolare il rischio individuale:

- *Location-specific individual risk (LSIR)*: viene utilizzato per indicare il rischio per un individuo posizionato 24 ore al giorno e 365 giorni all'anno in una data posizione spaziale. La variazione geografica viene rappresentata facendo riferimento a curve iso-rischio, utili per analizzare la pianificazione territoriale dell'area nei pressi dell'installazione in esame (per impianti on-shore).

$$LSIR = \sum_{scenari} F_S * P_F$$

dove:

F_S : frequenza di accadimento di un dato scenario incidentale (ev/anno);

P_F : probabilità di morte (o di infortunio) di un individuo situato in quella area ed è funzione delle conseguenze derivanti dallo scenario incidentale e della vulnerabilità dell'individuo.

- *Individual Risk Per Annum (IRPA)*: si tratta di una stima più realistica che tiene conto del fatto che un individuo sia localizzato in zone diverse per un certo periodo di tempo:

$$IRPA = \sum_{zone} LSIR * P_L$$

P_L : frazione di tempo in ore all'anno che un individuo trascorre in una data area.

- *Average Individual Risk (AIR)*: è il rischio medio individuale, calcolato sulla base di dati storici, come il rapporto tra il numero di decessi all'anno (legati all'impianto in esame) e il numero di persone a rischio:

$$AIR = \frac{\text{Annual fatality rate}}{\text{Personnel on board}}$$

- *Fatal Accidental Rate (FAR)*: esprime il numero di decessi per 100 milioni di ore di esposizione. Viene utilizzato come misura per il rischio globale:

$$FAR = \frac{\text{Fatalities offshore} * 10^8}{\text{Person hours offshore}}$$

- *Individual Risk (IR)*: esprime la probabilità annuale di fatalità;
- *Group Individual Risk (GIR)*: esprime la probabilità che una persona scelta in modo random in un gruppo muoia a seguito di un incidente in un periodo di un anno. [3]

I criteri di rischio individuale sono generalmente presentati in termini di valori limite di IR-PA, ricavati sulla base di analisi storiche.

Possibili criteri di accettabilità che possono essere utilizzati sono ripresi dall'HSE [4] ed esprimono i valori di **IRPA** per un impianto offshore come:

- Massimo rischio tollerabile per un'installazione in generale 10^{-3} [1/anno]
- Punto di riferimento per le installazioni nuove/moderne 10^{-4} [1/anno]
- Rischio accettabile in generale 10^{-6} [1/anno].

Questi valori possono essere convertiti in valori di **FAR**, come descritto in [3] per i lavoratori:

- Massimo rischio tollerabile per un'installazione in generale 30
- Punto di riferimento per le installazioni nuove/moderne 3
- Rischio accettabile in generale 0.03

Tuttavia non esistono delle leggi che impongano tali valori come valori obbligatori; l'Operatore viene, tuttavia, indirizzato verso una scelta corretta dei propri criteri di accettabilità.

Per quanto riguarda il rischio sociale, i criteri di tollerabilità vengono espressi in termini di:

- *Curva f-N*: rappresenta la relazione tra la frequenza cumulativa di eventi incidentali e l'entità delle conseguenze N (per esempio il numero di decessi per evento) correlati in scala logaritmica (*Figura 14*):

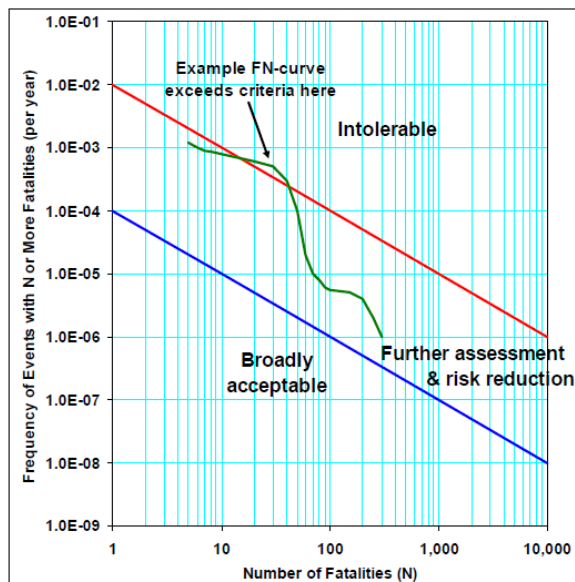


Figura 14 - Esempio curva f-N [5]

- *Annual Fatality Rate (AFR)*: è il valore medio annuo di decessi dovuti ad una determinata causa; sommando il tasso di mortalità di tutti gli eventi rilevanti si può ottenere il valore di AFR medio per tipologia di scenario incidentale, o quello complessivo di tutto l'impianto:

$$AFR = \sum_{\text{scenari}} F_S * N_F$$

dove:

F_S : frequenza di accadimento di un dato scenario incidentale;

N_F : numero totale di fatalità

$$N_F = \sum_{\text{zone}} P_F * N_L$$

dove:

N_L : numero medio di persone per location

P_F : probabilità di morte (o di infortunio) di un individuo situato in quella area [3].

- *Potential loss of life (PLL)*, è il numero di decessi per anno (utilizzato per impianti non presidiati).

Nel caso di impianti presidiati, il valore PLL viene utilizzato come valore intermedio e non come criterio di tollerabilità in quanto fornisce un'indicazione generale del livello di rischio nell'arco dell'anno per le persone.

Nel caso di impianti non presidiati, caratterizzati da una struttura molto semplice, il valore PLL può venire utilizzato come criterio di accettabilità.

2.2.1. CRITERI DI ACCETTABILITA' RACCOMANDATI PER IL RISCHIO DI PERDITA DELLA VITA PER L'APPLICAZIONE DEL D.LGS. 145/2015

Con riferimento a quanto illustrato nei paragrafi precedenti, si raccomanda l'applicazione dei criteri di accettabilità di seguito riportati che si differenziano in funzione dell'approfondimento dell'analisi:

Per analisi di tipo dettagliato (quantitative) l'accettabilità del rischio sarà valutata tramite il parametro IRPA con i criteri riportati in Tabella 6:

Tabella 6 - Valori IRPA di riferimento

IRPA	rischio tollerabile	$\leq 10^{-3}$ [1/anno]
	rischio accettabile	$\leq 10^{-6}$ [1/anno]

Per analisi di tipo medio o semplificato (semi-quantitative/qualitative) e nel caso di impianti esistenti l'accettabilità del rischio sarà valutata tramite la matrice di rischio riportata in Figura 15.

All'interno della matrice, presentata nella Figura 15, viene utilizzato il valore di frequenza, coerente con il criterio quantitativo IRPA.

Indipendentemente dalla tipologia di analisi adottata, la verifica di tollerabilità del rischio dovrà essere condotta valutando il rischio cumulato su tutti gli scenari ipotizzabili, a parità di effetto, intensità e area coinvolta, e non sul singolo scenario. Vanno, tuttavia, considerati solo quegli scenari ritenuti "credibili" ossia quelli che presentano una frequenza di accadimento $\geq 10^{-7}$.

Qualora il valore di rischio stimato per l'impianto ricadesse nell'intervallo IRPA $10^{-3} \div 10^{-6}$ (1/anno), oppure nelle celle della matrice di Figura 15 che fanno riferimento all'approccio ALARP, l'Operatore dovrà procedere alla valutazione dell'opportunità di adottare misure ag-

giuntive di controllo del rischio che siano commisurate all'effettivo beneficio in termini di sicurezza come descritto nella Sezione 3 del presente Allegato.

Conseguenze		Frequenza crescente					
GRAVITA'	Persone	0	A	B	C	D	E
		<10-6 occ/anno	10-6 to 10-4 occ/anno	10-4 to 10-3 occ/anno	10-3 to 10-2 occ/anno	10-2 to 10-1 occ/anno	>10-1 occ/anno
		Potrebbe accadere nell'industria o&g	Riportato per l'industria c&g	E' avvenuto almeno una volta negli asset dell'Operatore	E' avvenuto diverse volte negli asset dell'Operatore	Può accadere diverse volte all'anno negli asset dell'Operatore	Può accadere diverse volte all'anno in uno stesso impianto dell'Operatore
1	Danno lieve/ infortunio lieve	<i>Area di miglioramento continuo</i>					
2	Danno minore/ infortunio < 30 gg				<i>Considerazioni ALARP possono essere richieste</i>		
3	Danno grave/ infortunio > 30 gg			<i>Considerazioni ALARP obbligatorie</i>			
4	≤ 5 decessi/ infortuni gravi						
5	Decessi multipli (>5) in aree designate per essere occupate						

Figura 15. Matrice di accettabilità per le persone

NOTA: si ricorda che l'Operatore può avvalersi dei suddetti suggerimenti oppure adottare dei criteri propri, dimostrando la coerenza, la correttezza e la ragionevolezza dell'approccio scelto.

2.3. CRITERIO DI ACCETTABILITÀ PER IL RISCHIO AMBIENTALE

In letteratura a livello internazionale non sono disponibili criteri consolidati e ben strutturati per la valutazione dell'accettabilità del rischio ambientale. Nella sezione che segue si riporta una metodologia che si ritiene idonea per la verifica ai sensi del D.Lgs. 145/2015.

2.3.1. CRITERI DI ACCETTABILITÀ RACCOMANDATI PER IL RISCHIO AMBIENTALE PER L'APPLICAZIONE DEL D.LGS.145/2015

I criteri di accettabilità per il rischio ambientale devono tenere in considerazione diversi parametri tra cui la probabilità che si verifichi un incidente ambientale grave, la severità del danno e la risposta dell'ambiente. Inoltre deve essere ben definito come tali valori siano stati individuati e quali assunzioni siano state fatte.

Partendo dall'analisi del Decreto, si definisce incidente ambientale grave un incidente che provoca, o rischia verosimilmente di provocare un significativo danno ambientale così come definito dal D.Lgs. 3 aprile 2006 n.152, compreso il deterioramento provocato alle acque marine, come definite dal D.Lgs. 13 ottobre 2010, n.190.

Con danno ambientale si intende qualsiasi deterioramento significativo e misurabile, diretto o indiretto, di una risorsa naturale o dell'utilità assicurata da quest'ultima.

Ai sensi della direttiva 2004/35/CE, costituisce danno ambientale il deterioramento, in confronto alle condizioni originarie, provocato:

- a. alle specie e agli habitat naturali protetti dalla normativa nazionale, nonché alla flora e alla fauna selvatiche, nonché alle aree naturali protette;
- b. alle acque interne, mediante azioni che incidano in modo significativamente negativo sullo stato ecologico, chimico e/o quantitativo oppure sul potenziale ecologico delle acque interessate;
- c. alle acque costiere e a quelle ricomprese nel mare territoriale mediante le azioni suddette, anche se svolte in acque internazionali;
- d. al terreno, mediante qualsiasi contaminazione che crei un rischio significativo di effetti nocivi, anche indiretti, sulla salute umana a seguito dell'introduzione nel suolo, sul suolo o nel sottosuolo di sostanze, preparati, organismi o microrganismi nocivi per l'ambiente.

Il suggerimento di metodologia presentata nel seguito di questo Allegato non deve essere considerato come esaustivo, e, nel caso in cui l'Operatore decidesse di avvalersene, dovrebbe effettuare le proprie valutazioni e dimostrare di aver applicato tale metodo in maniera efficace e completa.

La metodologia suggerita consta di 4 passaggi, come si può evincere dalla Figura 16.

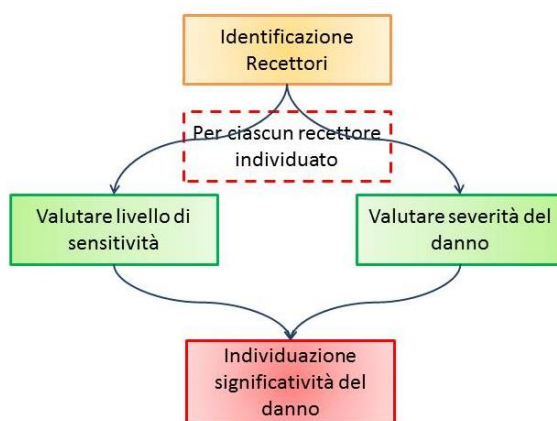


Figura 16. Metodologia di individuazione rischio ambientale

Come primo passo devono essere identificati i soggetti che potenzialmente possono risentire di un incidente grave o di un incidente ambientale grave. Nella definizione di tali soggetti, di qui in avanti chiamati recettori, in ambito oil&gas offshore devono esserne presi in considerazione almeno tre:

1. Recettore: Aree, habitat e specie protette che includano almeno:
 - Specie protette dalla legislazione italiana;

- Aree protette dalla legislazione italiana e dalle convenzioni internazionali (per esempio RAMSAR⁵);
- Aree di importanza comunitaria ovvero siti inclusi nella rete Natura 2000⁶ e suddivisibili in Siti di Importanza Comunitaria (SIC), Zone di Protezione Speciale (ZPS) e *Important Bird Areas* (IBA);
- Specie a rischio estinzione secondo i criteri della IUCN *Red List of Threatened Species*⁷;
- Zona di tutela biologica.

La rete Natura 2000 è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC), identificati dagli Stati Membri secondo quanto stabilito dalla Direttiva Habitat, che vengono successivamente designati quali Zone Speciali di Conservazione (ZSC), e comprende anche le Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici.

2. Recettore: costa e ambiente marino costiero che includano almeno:
 - Habitat di interesse comunitario (Direttiva 92/43/CEE Allegato I);
 - Caratterizzazione morfo-sedimentologica della costa (EEA).
3. Recettore: aree ad interesse socio-economico-culturale che includano almeno:
 - Aree turistiche: incluse le spiagge "Bandiera blu" e gli stabilimenti balneari che si aggiungono alle aree che, per rilevanza naturalistica e/o paesaggistica, sono già catturate all'interno del recettore "aree e specie protette";
 - Acquacoltura e allevamenti ittici;
 - Aree associate alla presenza di specie ittiche di interesse commerciale e a loro funzioni vitali (deposizione uova, *nursery*, alimentazione).

Una volta identificati i recettori, si procede con l'individuazione, per ciascun recettore precedentemente definito, di due parametri:

- Il livello di sensibilità del recettore;
- La severità del danno eventualmente conseguente ad un evento incidentale.

⁵ La Convenzione sulle Zone Umide (Ramsar, Iran, 1971), denominata "Convenzione di Ramsar", è un trattato intergovernativo che fornisce il quadro per l'azione nazionale e la cooperazione internazionale per la conservazione e l'uso razionale delle zone umide e delle loro risorse.

⁶ Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 92/43/CEE "Habitat" per garantire il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario.

⁷ IUCN *Red List of Threatened Species* [<http://www.iucnredlist.org/>]

La combinazione di questi due parametri determina la significatività del danno eventuale. Una volta definita la significatività dell'impatto si avrà quindi modo di valutare il livello di rischio ambientale e le conseguenti misure da intraprendere.

Si riporta nei paragrafi a seguire la caratterizzazione della sensibilità di ciascun recettore e della severità del danno che lo può colpire.

2.3.1.1. Sensibilità del Recettore 1: Aree, habitat e specie protette

La sensibilità del Recettore 1 è definita con tre livelli a valore crescente:

- Sensibilità Bassa - la possiedono:
 - le aree protette riconosciute a livello locale,
 - gli habitat che supportano la presenza regolare di specie classificate da IUCN come
 - LC (minor preoccupazione);
 - NT (quasi minacciata);
 - DD (carente di dati);
 comunque comuni e diffuse nella regione e senza un particolare, o con un ridotto, interesse per la conservazione.
- Sensibilità Media - la possiedono:
 - le aree protette designate a livello nazionale;
 - le aree riconosciute a livello internazionale come importanti per la conservazione di specie aviarie (IBA);
 - gli habitat che supportano la presenza regolare di specie classificate come VU (Vulnerabili) da IUCN;
 - gli habitat di importanza significativa a livello nazionale per le specie a distribuzione ristretta;
 - gli habitat che supportano a livello nazionale concentrazioni significative di specie migratorie e/o congregazioni.
- Sensibilità Alta - la possiedono:
 - le aree facenti parte della rete Natura 2000 (SIC, ZPS);
 - le aree protette designate a livello internazionale;
 - gli habitat che supportano la presenza regolare di specie classificate da IUCN come
 - CR (in pericolo critico);
 - EN (in pericolo);
 - gli habitat di importanza significativa per specie endemiche o protette dalla legislazione nazionale;
 - gli habitat di importanza significativa a livello globale per le specie a distribuzione ristretta;
 - gli habitat che supportano a livello globale concentrazioni significative di specie migratorie e/o congregazioni.

Per ottenere la distribuzione degli habitat in termini di densità sul territorio italiano ci si può avvalere di studi condotti sul territorio, come, ad esempio, il Rapporto ISPRA n°194/2014 "Specie e habitat di interesse comunitario in Italia: distribuzione, stato di conservazione e trend".

2.3.1.2. Sensibilità del Recettore 2: costa e ambiente marino costiero

Per la determinazione del livello di sensibilità del Recettore 2, ci si può avvalere di uno studio condotto da IPIECA, IOGP e IMO [6].

In questo studio viene introdotto l'utilizzo dell'indice ESI, *Environmental Sensitivity Index*, che include:

- La tipologia della costa (inclinazione, granulometria), caratteristica che determina la capacità di penetrazione degli idrocarburi sversati;
- L'esposizione alle onde (e forza delle correnti), caratteristica che determina il tempo di stazionamento degli idrocarburi in prossimità della costa;
- La produttività e la sensibilità biologica.

L'indice ESI introduce una scala colorata di valori compresi tra 1 (bassa sensibilità) e 10 (alta sensibilità), la cui classificazione viene riportata nella Figura 17. In alternativa è possibile utilizzare una scala di valori semplificata come riportato nella Figura 18.





















	1A Exposed rocky shore		8A Sheltered scarps in bedrock, mud or clay and sheltered rocky shore
	1B Exposed, solid man-made structures		8B Sheltered, solid man-made structures
	1C Exposed rocky cliffs with boulder talus base		8C Sheltered riprap
	2A Exposed wave-cut platforms in bedrock, mud or clay		8D Sheltered rocky rubble shores
	2B Exposed scarps and steep slopes in clay		8E Peat shorelines
	3A Fine- to medium-grained sand beaches		9A Sheltered tidal flats
	3B Scarps and steep slopes in sand		9B Vegetated low banks
	4 Coarse-grained sand beaches		9C Hypersaline tidal flats
	5 Mixed sand and gravel beaches		10A Salt and brackish water marshes
	6A Gravel beaches (granules and pebbles)		10B Freshwater marshes
	6B Riprap structures and gravel beaches (cobbles and boulders)		10C Swamps
	7 Exposed tidal flats		10D Mangroves

Figura 17. Scala ESI [6]

ESI (from 1 to 10)	Simplified ESI	Mapping of simplified ESI
Index 1 and 2	→ 1 (very low)	Not represented
Indexes 3, 4, 5 and 6	→ 2 (low)	Not represented
Index 7	→ 3 (medium)	Not represented
Index 8	→ 4 (high)	4 (high)
Index 9 and 10	→ 5 (very high)	5 (very high)

Figura 18. Semplificazione Scala ESI

Tuttavia, nell'indice ESI non vengono incluse tutte le specie protette precedentemente introdotte e quindi sono necessarie valutazioni addizionali.

Bisogna innanzitutto valutare la disposizione del Recettore 1, ossia valutare la dislocazione delle aree, degli habitat e delle specie protette che maggiormente possono risentire della presenza di agenti inquinanti.

Per effettuare tali valutazioni ci si può avvalere del Rapporto MATTM "Manuale italiano di interpretazione degli habitat" e del rapporto ISPRA n°194/2014 "Specie e habitat di interesse comunitario in Italia: distribuzione, stato di conservazione e trend".

Nel caso in cui non sia possibile avvalersi di uno studio specialistico, si potranno adottare dei criteri qualitativi per tener conto dell'aggravio di sensitività del recettore specifico tenendo conto della presenza di habitat prioritari, densità di habitat costieri o marini.

Per classificare la tipologia di costa è possibile avvalersi di documenti sviluppati da studi di settore quale il documento AMEC "Mappatura delle aree costiere per l'identificazione delle sensibilità ambientali presenti nelle zone target-2015" oppure è possibile riferirsi al database europeo EADS-EEA.

2.3.1.3. Sensitività del Recettore 3: aree ad interesse socio-economico-culturale

Le valutazioni per la definizione della sensitività delle aree ad interesse socio-economico-culturale sono reperibili in:

- *Sensitivity Mapping for oil spill response*, IPIECA, IOGP e IMO [6];
- *Oil Spill Risk Assessment and Response Planning for Offshore Installations – JIP 6*, IPIECA [7].

In questi documenti la sensitività del ricettore è strettamente correlata alle conseguenze di un inquinamento da idrocarburi liquidi.

Se introduciamo il concetto di tempo di riabilitazione, inteso come il tempo per il recupero assistito degli ambienti danneggiati al fine di ripristinare l'ecosistema a uno stato funzionale che restituisca utilità alla risorsa naturale ed equivalente al parametro "durata del danno", come parametro di riferimento, il livello di sensitività è classificabile in:

- *Sensitività media* se il danno è di breve termine, ossia se è compreso tra 1 e 3 anni;
- *Sensitività alta* se il danno è di lungo termine, ossia se è compreso tra 3 e 10 anni.

2.3.1.4. Severità del danno associato al Recettore 1: Aree, habitat e specie protette

Per valutare la severità del danno associato a tutti i recettori, ci si può avvalere della matrice riportata in Figura 19.

Ranking	Criteri di Valutazione			Severità del danno
	Durata del danno	Estensione del danno	Modifica qualità del recettore	
1	Temporanea	Locale	Non Distinguibile	Scala da 3 a 12
2	Breve Termine	Regionale	Distinguibile	
3	Lungo Termine	Nazionale	Evidente	
4	Persistente	Transfrontaliero	Importante	
Score	(1; 2; 3; 4)	(1; 2; 3; 4)	(1; 2; 3; 4)	

Figura 19. Matrice valutazione severità del danno

In questa matrice vengono definiti **3 criteri di valutazione**:

1. Durata del danno:

si considera una durata pari al tempo di riabilitazione, inteso come il tempo per il recupero assistito degli ambienti danneggiati al fine di ripristinare l'ecosistema a uno stato funzionale che restituisca utilità alla risorsa naturale. La durata del danno viene classificata in:

- Temporanea: inferiore ad 1 anno;
- Breve termine: da 1 a 3 anni;

- Lungo termine: da 3 a 10 anni;
- Persistente: >10 anni.

Queste categorie sono state ottenute da documenti prodotti da [9] e NORSOK.

2. Estensione del danno:

l'estensione del danno viene classificata in quattro livelli:

- Locale: confinata ad una piccola area all'interno o in prossimità del sito operativo;
- Regionale: interessa un'area più vasta con le stesse caratteristiche geografiche ed ecologiche;
- Nazionale: interessa più regioni;
- Transfrontaliera: coinvolge altri paesi limitrofi o habitat sensibili riconosciuti da paesi limitrofi.

3. Modifica della qualità del recettore:

viene classificata in:

- Non distinguibile: nel caso in cui
 - non ci sia nessun deterioramento apprezzabile rispetto alle condizioni preesistenti oppure
 - la concentrazione di inquinante sia significativamente al di sotto dei limiti di legge
oppure
 - l'effetto sull'habitat/specie rientri nel suo range di variabilità.
- Distinguibile: nel caso in cui
 - le condizioni preesistenti risultino deteriorate solo per una piccola porzione di qualche componente oppure
 - la concentrazione di inquinante sia entro o prossima ai limiti di legge
oppure
 - la variazione della quantità/qualità/distribuzione della popolazione delle specie rilevanti non sia sostanziale.

Nel caso di sversamento di idrocarburi liquidi sono attribuite a questo livello le condizioni: fino a 500 ton di idrocarburo spiaggiato sul recettore che consentono un recupero naturale di un habitat sensibile fino al 70 % in 3 anni [8].

- Evidente: nel caso in cui
 - Si noti un deterioramento diffuso rispetto alle condizioni preesistenti ma la struttura e la condizione dell'habitat non siano compromesse
oppure
 - la concentrazione di inquinante superi occasionalmente i limiti di legge
oppure
 - la variazione della quantità/qualità/distribuzione della popolazione delle specie rilevanti sia sostanziale senza però indebolirne il valore o la funzione ecologica.

Nel caso di sversamento di idrocarburi liquidi sono attribuite a questo livello le condizioni: fino a 1000 ton di idrocarburo spiaggiato sul recettore che consentono un recupero naturale di un habitat sensibile fino al 70 % in 10 anni [8].

- Importante: nel caso in cui
 - le condizioni preesistenti della struttura dell'habitat si siano effettivamente deteriorate e il valore e la condizione dell'habitat siano degradate o perdute oppure
 - la concentrazione di inquinante superi ripetutamente i limiti di legge oppure
 - la variazione della quantità/qualità/distribuzione della popolazione delle specie rilevanti sia tale da causarne il declino a lungo termine o la scomparsa.

Nel caso di sversamento di idrocarburi liquidi sono attribuite a questo livello le condizioni: > 1000 ton di idrocarburo spiaggiato sul recettore che consentono un recupero naturale di un habitat sensibile in tempi superiori a 10 anni [8].

La severità del danno viene dunque calcolata attraverso la somma dei diversi criteri, ottenendo un livello di severità del danno che può oscillare tra 3 e 12.

2.3.1.5. Severità del danno associato al Recettore 2: costa e ambiente marino costiero

La durata del danno è ricavata dai dati storici che correlano il “Tempo di Riabilitazione” TR ai volumi spiaggiati di idrocarburi liquidi. I TR possono modificarsi in funzione della tipologia di costa. Per quanto riguarda l'estensione del danno e la modifica della qualità del recettore, valgono le definizioni presenti nel paragrafo 2.3.1.4.

La severità del danno viene, infine, valutata attraverso l'utilizzo della matrice riportata in Figura 19.

2.3.1.6. Severità del danno associato al Recettore 3: aree ad interesse socio-economico-culturale

Anche per la severità del danno del Recettore 3 si utilizza la classificazione presente nella matrice di Figura 19.

In particolare, per valutare la durata del danno ci si riferisce alla capacità di recupero assistito dopo l'inquinamento (TR)”. Per questo recettore il TR è ricavabile da dati storici provenienti dalle diverse fonti tra cui:

- NOAA, *National Oceanic and Atmospheric Administration of the United States*.
- IOPC, *international Oil Pollution Compensation Funds*.
- CEDRE, *Centre of Documentation, Research and Experimentation on Accidental Water Pollution*.

2.3.1.7. Significatività dell'Impatto

Per tutti e tre i recettori introdotti si procede con la stessa metodologia per la determinazione della significatività dell'impatto.

		Sensibilità del Recettore		
		Bassa	Media	Alta
Severità del danno	3-4	Bassa	Bassa	Media
	5-7	Bassa	Media	Alta
	8-10	Media	Alta	Molto Alta
	11-12	Alta	Molto Alta	Molto Alta

Nota:
Adattato dalla Guida Tecnica «ESHIA in Exploration» – AMTE TG 002 r00

Figura 20. Matrice determinazione significatività dell'impatto

Attraverso la matrice riportata in Figura 20 è possibile correlare la sensibilità del ricettore, espressa in termini di bassa, media e alta, con la severità del danno, espressa in termini numerici compresi tra 3 e 12. Dall'accoppiamento di questi due parametri si ottiene la significatività dell'impatto espressa in termini di:

- Bassa;
- Media;
- Alta;
- Molto alta.

Una volta determinata la significatività per i recettori individuati, l'Operatore deve valutare l'accettabilità del livello di rischio per l'ambiente. Per rispondere a tale obbligo, sia che abbia svolto delle analisi quantitative sia che abbia svolto delle analisi semi-quantitative/qualitative, l'Operatore può avvalersi della matrice riportata in Figura 21.

Conseguenze		Frequenza crescente					
INDICE	Ambiente	0	A	B	C	D	E
		< 10 ⁻⁶ [ev/year]	10 ⁻⁶ to 10 ⁻⁴ [ev/year]	10 ⁻⁴ to 10 ⁻³ [ev/year]	10 ⁻³ to 10 ⁻² [ev/year]	10 ⁻² to 10 ⁻¹ [ev/year]	> 10 ⁻¹ [ev/year]
1	Fino a 3 comparti a bassa significatività	Area di miglioramento continuo					
2	2 comparti a bassa o 1 a media significatività				Considerazioni ALARP possono essere richieste		
3	2 comparti a media o 1 ad alta significatività			ALARP obbligatorio			
4	2 comparti ad alta o 1 a molto alta significatività						
5	3 comparti ad alta o 2 a molto alta significatività						

Figura 21. Matrice di accettabilità per l'ambiente

Indipendentemente dalla tipologia di analisi adottata, la verifica di tollerabilità del rischio dovrà essere condotta valutando il rischio cumulato su tutti gli scenari ipotizzabili, a parità di effetto, intensità e area coinvolta, e non sul singolo scenario.

Qualora il valore di rischio stimato per l'impianto ricadesse nelle celle della matrice di Figura 21 che fanno riferimento all'approccio ALARP, l'Operatore dovrà procedere alla valutazione dell'opportunità di adottare misure aggiuntive di controllo del rischio che siano commisurate all'effettivo beneficio in termini di sicurezza come descritto nella sezione 3 del presente Allegato.

NOTA: si ricorda che l'Operatore può avvalersi dei suggerimenti che seguono oppure adottare dei criteri propri, dimostrando la coerenza, la correttezza e la ragionevolezza dell'approccio scelto.

3. VALUTAZIONE ALARP

3.1. INTRODUZIONE

Dalla definizione fornita dall'HSE, il rischio è classificabile in tre livelli (Figura 22):

- rischio intollerabile (zona rossa): è necessario implementare misure di riduzione del rischio;
- ALARP (banda centrale): il rischio viene considerato tollerabile se si dimostra che non è possibile attuare ulteriori misure di riduzione in quanto è presente una forte sproporzione tra i costi per implementarle e i benefici derivanti;
- rischio accettabile (zona verde): valore accettabile, ma è necessario assicurare il mantenimento di questo livello di rischio per tutto il ciclo di vita di un sistema/processo.

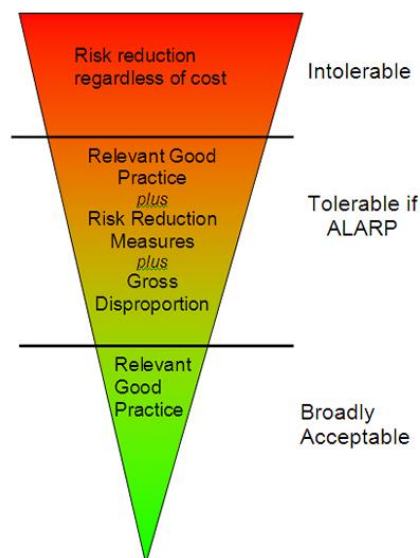


Figura 22. Classificazione ALARP

Come indicato nelle sezioni 2.2.1 e 2.3.1, se il rischio stimato per l'impianto si trova nella fascia ALARP, l'Operatore dovrà valutare l'opportunità di adottare misure di controllo del rischio aggiuntive commisurate ai benefici attesi in termini di sicurezza per le persone e per l'ambiente.

Il processo di dimostrazione del principio ALARP, richiede diversi passaggi:

- Identificazione delle differenti misure di riduzione di rischio;
- Valutazione della potenziale riduzione di rischio ottenibile dall'attuazione delle misure selezionate;
- Implementazione dell'analisi costi/benefici (qualitative o quantitative);
- Classificazione delle misure adeguate e attuazione di quelle considerate ottimali.

In caso di azioni che per tempo, costo e sforzi manifestino una forte sproporzione rispetto ai vantaggi derivanti, il rischio viene considerato tollerabile e il "procedimento" ALARP si conclude.

L'analisi costi-benefici (CBA) per una misura di riduzione deve tener conto di:

- Costo per l'implementazione della misura, che considera sia dell'investimento iniziale, delle spese operative, che dell'eventuale riduzione dei profitti.
- Beneficio della misura in termini di riduzione del "costo" associato al rischio considerando:
 - In caso di valutazioni quantitative, il valore della vita delle persone decedute (VSL, *Value of a Statistical Life*: parametro utilizzato per monetizzare il valore delle vite umane). In altre parole, il VSL è definito come il quantitativo di denaro che un gruppo di persone è disposto a spendere per adottare delle misure di riduzione del rischio al fine di salvare una vita [Miller T.R., 2000].
 - I costi per le persone rimaste ferite;
 - Il costo di danni a beni e strutture;
 - I costi relativi all'interruzione del business, perdite di produzione, ma anche il danno alla reputazione aziendale derivante da un incidente rilevante.

3.1.1. APPROCCIO QUALITATIVO

L'Operatore potrà dimostrare l'opportunità dell'adozione di misure di controllo del rischio aggiuntivo mediante una stima qualitativa o semi-quantitativa dei costi associati all'implementazione di dette misure e dei benefici attesi in termini di riduzione del rischio. Si ritiene che l'approccio qualitativo sia quello più efficace per tale dimostrazione purché i criteri di valutazione adottati siano ben specificati, documentati ed obiettivi. Per ogni classe di impatto presente nella matrice di rischio per cui l'impianto ricade in zona ALARP, l'Operatore potrà costruire una matrice in cui andrà a posizionare le misure di controllo del rischio (progettuali e/o gestionali) potenzialmente applicabili. A fronte di ciò, l'Operatore sarà tenuto ad implementare le misure di controllo del rischio che ricadono nelle celle indicate come verdi nella Figura 23.

Caratterizzazione del beneficio	Sforzo (tempi e/o costi) da definire con criteri oggettivi		
	BASSO	MEDIO	ALTO
Marginale			
Intermedio Consente la riduzione di un ordine di grandezza della frequenza o della gravità anche rimanendo in zona ALARP			
Significativo Consente di uscire dalla zona ALARP precedente range di frequenza			

Figura 23. Classificazione sforzi/benefici attesi

3.1.2. APPROCCIO QUANTITATIVO

In questa sezione si forniscono alcuni elementi per effettuare una verifica ALARP di tipo quantitativo, sebbene non si ritenga questo approccio di particolare efficacia al fine di garantire un concreto incremento della sicurezza. I valori di rischio, infatti, associati ad un tipico impianto, sono relativamente bassi e, quindi, il beneficio atteso dalla riduzione del rischio risulta spesso di piccola entità. Si ritiene pertanto più cautelativo un approccio qualitativo basato sui criteri descritti nella sezione precedente. Ciononostante, qualora l'Operatore ritenesse di implementare l'approccio quantitativo, si propongono, di seguito, alcune modalità di valutazione offerte dalla letteratura.

Nell'analisi costi-benefici, si determinano i costi e i benefici di ciascuna singola misura e se ne valuta il costo netto, dato dalla differenza dei due, che rappresenta il risultato principale dell'analisi.

$$Net\ Cost = Cost - Benefit \left[\frac{\text{€}}{year} \right]$$

Per rendere più chiara l'idea del principio ALARP e definire l'eventuale sproporzione costi-benefici, si determina il rapporto tra il costo netto annuo e la riduzione annua delle fatalità, conseguente alla misura in esame.

$$\frac{Net\ Cost\ per\ year}{Reduction\ of\ Fatalities} \left[\frac{\text{€}}{fatality} \right]$$

< VSL - la misura è ragionevolmente applica-

>VSL - la misura presenta una sproporzione costi-benefici

Se tale rapporto è maggiore del VSL, si ha una sproporzione tra costi e benefici e la misura di riduzione del rischio viene considerata non applicabile. Possibili valori di VSL sono reperibili in diversi testi, e se ne riportano alcuni esempi in

Tabella 7 e in Tabella 8.

Tabella 7. Valori medi di VSL e relative fonti [10]

Mean values of VSL estimated in various reports			
VSL in million USD	VSL in million Euro	Country	Reference
4 - 9	2,7 - 6	USA	Viscusi
6	4	USA	EPA
-	0,9 - 3,6	EU	DG Environment
-	1,1 - 2,3	Italy, France, UK	Alberini
9,85	6,7	USA	
3,5	2,4	USA	Miller

Tabella 8. Numero di studi effettuati e valori VSL valutati per Stati [10]

Number of studies averaged and estimated mean value of a statistical life by country (Miller)			
Country	Number of values	Mean Value in million USD	Mean Value in million Euro
Australia	1	2,126	1,446
Austria	2	3,253	2,213
Canada	5	3,518	2,393
Denmark	1	3,764	2,561
France	1	3,435	2,337
Japan	1	8,28	5,633
New Zeland	3	1,625	1,105
South Korea	2	620	0,422
Sweden	4	3,106	2,113
Switzerland	1	7,525	5,119
Taiwan	2	956	0,650
United Kingdom	7	2,281	1,552
United States	39	3,472	2,362

Estendendo l'analisi alle azioni di controllo del rischio precedentemente individuate, è possibile stabilire se il rischio sia considerabile come ALARP; infatti, se per tutte le misure di riduzione del rischio esiste un gap sufficientemente elevato tra costi e benefici, il rischio derivante da quell'installazione è considerato tollerabile.

Standard di riferimento per l'implementazione del concetto ALARP sono reperibili in [1].

BIBLIOGRAFIA

- [1] NORSOK Z-013, "Risk and emergency preparedness analysis", 2001.
- [2] HSE UK, "R2P2: Reducing Risk, protecting people – HSE's decision making process", 2001.
- [3] Spouge J., "A Guide to Quantitative Risk Assessment for Offshore Installations", CMPT Centre for Maritime and Petroleum Technology, 1999.
- [4] Schofield, S.L., "A Framework for Offshore Risk Criteria", Safety and Reliability, vol 13, no 2, 1993.

- [5] Lewis S., *“Risk Criteria – When is low enough good enough?”*, 2007.
- [6] IPIECA, IMO, OGP, *“Sensitivity mapping for oil spill response”*, pag.7, 2012.
- [7] IPIECA, JIP 6, *“Oil Spill Risk Assessment and Response Planning for Offshore Installations”*, 2013.
- [8] OLF, *“Metode for Miljørettet Risikoanalyse (MIRA)”*, Revisjon 2007.
- [9] DNV *“Report 0545 - Development of methodology for calculations of environmental risk for the marginal ice zone - a joint project between Akvaplan-Niva and DNV-GL”* , pag. 23, 2014.
- [10] Miller T.S., *“Variations between countries in values of statistical life”*, *Journal of transport economics and policy*, Vol 34, Part 2, 2000.

Allegato 4 ***Analisi di rischio***

SOMMARIO

1. Introduzione.....	253
2. Identificazione dei pericoli di processo e dei pericoli collegati all'ambiente circostante.....	253
2.1. HAZOP	253
2.2. HAZID	255
2.3. What if.....	255
2.4. FMEA/FMECA	255
2.5. Check list	256
3. Analisi semplificata	256
4. Analisi medie: metodi semi-quantitativi.....	257
4.1. BOW TIE	258
4.2. LOPA.....	260
5. Analisi dettagliata: metodi quantitativi	262
5.1. QRA (Quantitative Risk Assessment) e FERA (Fire and Explosion Risk Assessment)	262
5.1.1. Identificazione degli eventi incidentali.....	263
5.1.2. Calcolo delle frequenze di accadimento	264
5.1.3. Analisi delle conseguenze	267
5.1.4. Modelli di vulnerabilità	270
5.2. Calcolo quantitativo di rischio per le persone, per l'ambiente e per l'asset e confronto con i criteri di tollerabilità	272
5.3. Studi speciali per la valutazione delle conseguenze	272
5.3.1. EERA.....	273
5.3.2. Dropped object.....	275
5.3.3. Analisi di Sicurezza funzionale – Studio SIL (Safety Integrity Level)	277
5.3.4. Helicopter crash.....	278
5.3.5. Vessel collision.....	279
5.3.6. Human factor.....	281
6. Analisi nel caso di dismissione	282
Bibliografia	283

1. INTRODUZIONE

L'analisi di rischio è richiesta all'Operatore dal Decreto.

Nel caso di impianti di produzione [All. 1 par.2 comma 5] e di impianti non destinati alla produzione [All. 1 par.3 comma 5] l'Operatore è tenuto a dimostrare che tutti i grandi rischi sono stati individuati, che sono state valutate le conseguenze e la probabilità che si verifichino, incluse le limitazioni di ordine ambientale, meteorologico o legate alle caratteristiche dei fondali marini per quanto riguarda la conduzione sicura delle operazioni, e che le relative misure di controllo, compresi gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente associati, siano adeguate al fine di ridurre a un livello accettabile il rischio di un incidente grave; la dimostrazione include una valutazione dell'efficacia di intervento in caso di fuoriuscita di petrolio.

Nel caso di comunicazione di operazioni di pozzo [All. 1 par. 4 comma 7] l'Operatore è chiamato a valutare il rischio, riportando una descrizione:

- a) dei rischi particolari associati all'operazione di pozzo, incluse le limitazioni di ordine ambientale, meteorologico o in materia di fondali marini per quanto riguarda la sicurezza delle operazioni;
- b) dei pericoli che si originano nel sottosuolo;
- c) di tutte le operazioni di superficie o sottomarine che introducono potenziali grandi rischi simultanei;
- d) di misure di controllo adeguate.

Nel caso di comunicazione di nuovo progetto [All. 1 par. 1 comma 4] è richiesta la dimostrazione del fatto che le soluzioni progettuali di base contribuiscono a ridurre i grandi rischi a un livello accettabile.

Infine nel caso di comunicazione di dismissione di un impianto di produzione fisso [All. 1 par. 6 comma 4b] l'Operatore deve descrivere i grandi rischi per i lavoratori e l'ambiente connessi alla dismissione dell'impianto.

Di seguito vengono riportati alcuni strumenti per sviluppare l'analisi di rischio. L'Operatore può avvalersi di tali metodologie e in ogni caso, per motivate circostanze, l'Operatore può concordare con l'Autorità Competente una tipologia di analisi differente da quelle proposte.

2. IDENTIFICAZIONE DEI PERICOLI DI PROCESSO E DEI PERICOLI COLLEGATI ALL'AMBIENTE CIRCOSTANTE

Indipendentemente dalla tipologia di analisi, l'Operatore è tenuto a individuare tutti i pericoli di processo e collegati all'ambiente circostante in maniera sistematica e completa.

Di seguito si riportano alcuni suggerimenti di metodologie da impiegare per lo svolgimento di tale passaggio.

2.1. HAZOP

L'HAZOP (*Hazard and Operability Analysis*), è caratterizzata da un approccio sistematico per l'identificazione dei pericoli, ed è utilizzata per studiare le deviazioni dei principali parametri (ad esempio, temperatura, pressione, livello, portata, ecc.) di un processo rispetto alle condizioni di normale funzionamento, attraverso l'analisi degli schemi di processo.

L'obiettivo di questo studio è quello di investigare sui possibili pericoli e sui problemi che possono insorgere durante l'operatività dell'impianto e che possono rappresentare un rischio per le persone, le proprietà e l'ambiente, e di garantire che le misure di sicurezza siano state correttamente implementate al fine di prevenire o mitigare gli incidenti.

L'approccio è molto completo in quanto, oltre a valutare, tra le cause delle deviazioni di processo, i guasti tecnici (come nel caso della FMECA presentata di seguito), permette di trattare altre tipologie di cause quali gli errori umani (operativi, di manutenzione e di coordinamento), gli errori dei software di controllo e le cause esterne.

Per progetti complessi o di grandi dimensioni, l'analisi può essere fatta nelle diverse fasi di progettazione: preliminare, di dettaglio e di costruzione.

Un possibile standard di riferimento per gli studi HAZOP è lo standard **IEC 61882** (*International Electrotechnical Commission*), che definisce i principi e la linea guida per l'applicazione pratica di questa metodologia.

Informazioni sono inoltre reperibili nella ISO 17776 *Petroleum and natural gas industries - Offshore production installations - Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment*.

In merito all'applicazione di tale metodologia per un impianto non destinato alla produzione e nel caso di operazioni di pozzo, un possibile riferimento è SPE 15867 "A Driller's HAZOP Method".

Tale metodologia è uno sviluppo specifico della metodologia HAZOP per l'applicazione alle operazioni di pozzo. Tale metodo permette di valutare la sicurezza e l'efficienza delle operazioni di pozzo condotte e dei sistemi impiegati.

Il Drillers' HAZOP può essere associato a varie tipologie di operazioni di pozzo tra cui:

- Perforazione;
- Installazione BOP;
- Cementazione;
- Workover;
- Completamento;
- Abbandono.

La sostanziale differenza risiede nelle tipologie di *guidewords* utilizzate, in quanto, essendo le operazioni di pozzo un insieme di procedure, non si analizza un vero e proprio processo.

Esempi di variabili e parole guida caratterizzanti le deviazioni del Driller's HAZOP sono le seguenti:

GUIDEWORD	VARIABLE
NO LESS MORE REVERSE	MOVEMENT UP MOVEMENT DOWN MOVEMENT ACROSS
WRONG	TIME POSITION
NO LATE WRONG	DECISION

In caso si scelga di utilizzare la metodologia *Drillers' HAZOP*, in genere si redige il documento "Multiple Activity Chart" (MAC) costituito da:

- Sequenza operativa;
- Versione e data;
- Condizioni iniziali;
- Condizioni finali;
- Lista degli addetti ai lavori identificati da una lettera;

- Lista dei servizi delle Compagnie identificati da una lettera e codice numerico;
- Tabella delle operazioni.

Un esempio di tabella utilizzata per il "Multiple Activity Chart" è la seguente:

Descrizione	Lavoratori				Servizi		Tempo	Note
	A	B	C	D	S 1	S 2		
Descrizione della fase operativa in esame	1	2			3		Tempo richiesto per effettuare l'operazione	

Per ogni fase operativa, ad ogni lavoratore o servizio viene associato un numero che identifica la responsabilità della singola persona. I numeri associati possono essere:

1. A carico del lavoratore;
 2. Effettua l'operazione sotto una supervisione;
 3. Osserva e agisce se richiesto;
- Vuoto. Non coinvolto in quella attività.

2.2. HAZID

L'HAZID (*Hazard Identification analysis*) è uno dei più comuni approcci sistematici di identificazione dei pericoli. Questo studio viene utilizzato in genere nella fase preliminare di un progetto, appena sono disponibili i *layout* dell'impianto, gli schemi di processo (PFD) e i bilanci di materia e di energia.

L'obiettivo di questa tecnica è quello di individuare i potenziali incidenti, le possibili cause, le loro conseguenze in termini qualitativi e le eventuali misure di salvaguardia in relazione al contesto, sia ambientale sia sociale, nel quale l'impianto si inserisce.

Uno dei principali vantaggi dello studio HAZID consiste nel fatto che, essendo in genere effettuato nella fase preliminare di progetto (*early design*), permette di individuare fin da subito i principali pericoli e di valutare i loro impatti, in modo da adottare le necessarie misure di salvaguardia, prima che la fase di design sia già troppo prossima alla conclusione (*late design*).

Meno sistematico di FMECA e HAZOP, questo metodo è particolarmente adatto per valutare le anomalie dovute agli eventi esterni al sistema.

2.3. WHAT IF

L'obiettivo di questa metodologia è quello di determinare cosa si potrebbe verificare nel caso in cui qualcosa nell'impianto non dovesse funzionare e giudicarne le conseguenze. Il metodo "What if" prevede una serie di domande che dovrebbero iniziare con questa frase, ad esempio: "What if the pump stops?"

Questa tecnica è simile all'HAZID. Per un approccio sistematico è bene disporre di una *check list* di settore che proponga sistematicamente tutte le anomalie che possono verificarsi in ambito oil&gas offshore.

Un possibile testo di riferimento è "Application of HAZOP and What-if safety review to the petroleum, petrochemical and chemical industries, Nolan, New Jersey, 1994".

2.4. FMEA/FMECA

La FMEA (*Failure Mode and Effects Analysis*) è una tecnica per l'identificazione dei pericoli che viene utilizzata per indagare sui guasti dei componenti.

L'obiettivo di questa metodologia è quello di mettere in evidenza le modalità di guasto dei componenti che potrebbero influenzare la funzionalità del sistema e di analizzarne qualitativamente i danni sulle persone, sull'ambiente, economici e sulla reputazione.

La metodologia è molto sistematica, permette un'indagine accurata dei guasti, degli effetti attesi ma anche della loro diagnosticabilità e manutentibilità; fornisce inoltre indicazioni accurate per una migliore pianificazione delle attività ispettive e manutentive.

Il campo di applicazione di questa tecnica, al contrario dell'HAZOP, è orientato verso l'analisi di apparecchiature, macchine e componenti piuttosto che di processi.

Nella **FMECA**, (*Failure Mode, Effects and Criticality Analysis*) si aggiunge l'analisi di criticità che comporta l'assegnazione di un indice di frequenza per modalità di guasto e di un indice di gravità per ogni conseguenza.

La FMECA permette di classificare i modi di guasto in base alla loro criticità e di stabilire, in ordine di priorità le contromisure per mitigare o prevenire lo scenario incidentale.

Possibili standard internazionali di riferimento sono:

- IEC 60812 "Analysis techniques for system reliability - Procedure for failure mode and effects analysis (FMEA)"
- MIL-STD 1629 "Procedures for performing a failure mode, Effects and Criticality Analysis".

2.5. CHECK LIST

La *checklist*, lista di controllo, è un metodo anch'esso basato sulle esperienze passate di altri sistemi simili o che trattano le medesime sostanze pericolose e consiste nella verifica della progettazione e della gestione del sistema utilizzando come riferimento, criteri prestabiliti preparati da associazioni o esperti.

Le liste di controllo sono applicabili ai sistemi di gestione in generale e in tutte le fasi di un progetto; ovviamente devono essere appropriate per la fase del progetto in esame, a partire da quelle per il controllo delle caratteristiche generali di processo, fino a quelle riguardanti la progettazione dettagliata.

Possibili checklist possono essere reperite nella ISO 17776 - *Petroleum and natural gas industries Offshore production installations - Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment* e nei documenti sviluppati dall'American Petroleum Institute (API 14C, 14E, 14F, 14G e 14J per quanto riguarda i rischi di processo e di perforazione, API RP75 per quanto riguarda la gestione della sicurezza e dell'ambiente).

Spesso le *Check List* vengono utilizzate non da sole, bensì come elenco sistematico di problemi e anomalie da sviluppare mediante analisi HAZID o *What if*.

3. ANALISI SEMPLIFICATA

Il processo di implementazione dell'analisi semplificata viene riportata schematicamente nella Figura 24.



Figura 24. Schema di implementazione analisi semplificata

Per sviluppare un'analisi semplificata è richiesto l'utilizzo di metodi qualitativi, tra cui si consigliano alcune delle metodologie appena introdotte. L'Operatore può avvalersi di almeno una delle seguenti metodologie:

- HAZOP;
 - HAZID;
 - FMECA;
- o similari.

La valutazione del livello di rischio può essere svolta attraverso l'implementazione della metodologia *Bow tie* oppure LOPA (si rimanda alla sezione 4 seguente per maggiori dettagli) per tutti gli scenari ritenuti critici a seguito dell'identificazione dei pericoli.

Nel caso di analisi semplificata è richiesto di effettuare una valutazione qualitativa (mediante indici) oppure semi-quantitativa (mediante intervalli di ordini di grandezza) delle frequenze di accadimento ed una valutazione qualitativa del danno.

Infine l'analisi deve dimostrare l'accettabilità del rischio attraverso l'implementazione di criteri qualitativi o semi-quantitativi. All'interno dell'Allegato 3 di queste linee guida è possibile reperire la matrice di rischio suggerita per la verifica dell'accettabilità del rischio.

4. ANALISI MEDIA: METODI SEMI-QUANTITATIVI

Il processo di implementazione dell'analisi media viene riportata schematicamente nella Figura 25.



Figura 25. Schema di implementazione analisi media

Per sviluppare un'analisi media è richiesto l'utilizzo di metodi semi-quantitativi.

Nel caso di analisi media è richiesto di effettuare una valutazione qualitativa del danno ed una valutazione quantitativa della frequenza di accadimento degli scenari incidentali. La valutazione della frequenza di accadimento degli scenari dovrà prevedere una stima quantitativa della frequenza di accadimento delle cause che conducono allo scenario analizzato ed una stima delle indisponibilità e/o inaffidabilità delle barriere di protezione e/o mitigazione prestando particolare attenzione alle dipendenze tra i guasti (*common cause failure analysis*) ed includendo nell'analisi la valutazione di guasti tecnici, errori umani, errori software ed eventi esterni.

L'Operatore può avvalersi di una delle seguenti metodologie.

4.1. BOW TIE

La metodologia *Bow tie*, conosciuta anche con il termine di diagramma a barriera, fornisce un ottimo strumento per comprendere, anche a livello visivo, le relazioni che sussistono tra un pericolo, le cause di un evento incidentale, le conseguenze di tale evento e le barriere preventive e mitigative poste in essere (Figura 26).

La metodologia fornisce come risultato un grafico in cui si trova lo scenario iniziatore in centro; alla sua sinistra sono disposte tutte le cause che lo possono determinare e le relative barriere preventive, mentre a destra si trovano tutte le conseguenze, con le relative barriere di identificazione, mitigazione e controllo.

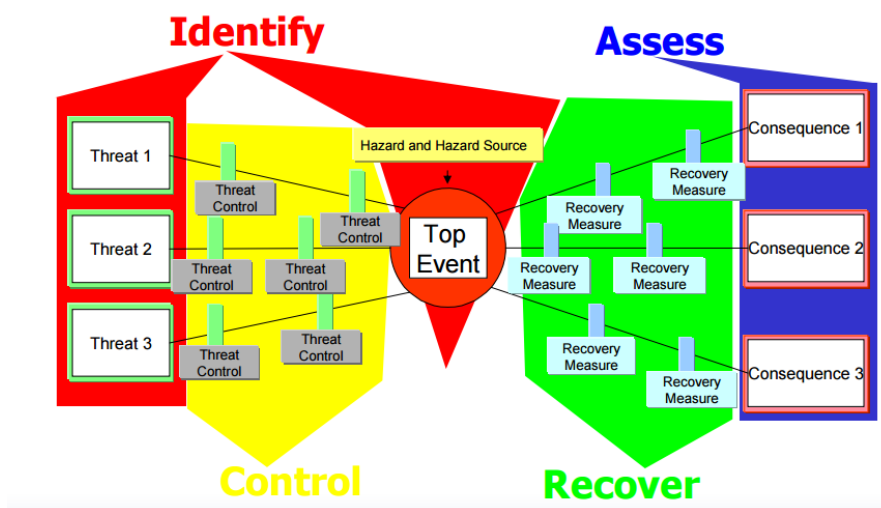


Figura 26. Bow tie [1]

Il procedimento di sviluppo del *Bow tie* deve essere condotto in maniera ordinata e schematica al fine di ottenere dei risultati congrui e in linea con la realtà della situazione analizzata.

Il punto di partenza di questa metodologia è l'identificazione degli eventi iniziatori che può essere condotta attraverso l'utilizzo di metodologie quali HAZID, HAZOP, *Check list*, *What if* e FMEA.

Per ciascuno degli eventi iniziatori è richiesto lo sviluppo di un apposito *Bow tie*.

Una volta identificati tutti gli eventi iniziatori si sviluppano i modelli cause-conseguenze ovvero si parte dal lato sinistro del grafico identificando tutte le possibili cause che possono determinare il verificarsi dell'evento iniziatore. Una volta ottenuta la lista delle cause si evidenziano tutte le barriere che esistono o che potrebbero essere poste in essere per evitare il verificarsi dell'evento.

Una volta terminato questo passaggio si passa al lato destro del grafico ovvero si elencano tutte le conseguenze derivanti dall'evento iniziatore. Una volta identificate tutte le conseguenze si identificano tutte le barriere mitigative e di controllo per ciascuna conseguenza.

Una volta stabilite tutte le possibili barriere, vengono definite, per ciascuna barriera, tutte le possibilità di fallimento e per ciascuna possibilità vengono definite delle barriere secondarie.

Quindi, in definitiva, si otterranno due livelli di barriere: un livello primario che include tutte le barriere preventive e mitigative e un livello secondario che include tutte le barriere necessarie a garantire il corretto funzionamento delle barriere primarie.

Di seguito si riporta una possibile classificazione delle sopra citate barriere:

- Barriere primarie includono:
 - Barriere tecniche attive: comprendono le barriere che prevengono lo sviluppo dell'evento incidentale, mitigano e controllano le conseguenze (valvole di blocco, sistema deluge, dotazioni di prima risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi, etc.);
 - Barriere tecniche passive (muri resistenti all'incendio, all'esplosione, contenimento, etc.);
 - Barriere tecniche di controllo (sistemi di rilevamento gas e incendio, allarmi, etc.);

- Barriere “organizzative”: comprendono le barriere che contribuiscono al miglioramento del controllo del processo o dell’attività (ispezioni e manutenzione, controllo della strumentazione, etc.);
 - Barriere umane (Operatore addetto al controllo del processo, supervisioni, etc.).
- Barriere secondarie includono:
- Barriere umane (supervisione, etc.);
 - Barriere fondamentali procedurali (controllo della progettazione, controllo delle condizioni operative, etc.);
 - Barriere umane fondamentali (condizioni di salute del lavoratore ottime, elevato grado di attenzione, etc.).

Nell’applicazione di tale metodologia devono essere messe in evidenza tutte le barriere e tutte le ipotesi adottate per arrivare alla valutazione del livello di frequenza di accadimento per ciascuno scenario.

La valutazione del rischio finale deve essere condotta in maniera esaustiva, pertanto il numero di *bow tie* sviluppati deve essere pari a quello di tutti gli eventi iniziatori individuati, senza trascurarne nessuno che possa contribuire al verificarsi di incidenti gravi.

Per l’individuazione degli elementi critici e della loro caratterizzazione si rimanda all’Allegato 5.

Si rammenta che con elementi critici si identificano *le parti di un impianto, compresi i programmi informatici, il cui scopo è impedire o limitare le conseguenze di un incidente grave, o il cui guasto potrebbe causare un incidente grave o contribuirvi sostanzialmente* [Art. 2 comma 1 lettera m)].

La dimostrazione di tollerabilità del livello del rischio complessivo, prevista dalla norma, può essere effettuata utilizzando la matrice semi-quantitativa introdotta nell’Allegato 3 paragrafo 2.2.1. Si ricorda che in tale matrice il livello di frequenza riportato è di tipo cumulativo pertanto non ne è appropriato l’uso nella valutazione del singolo scenario.

4.2. LOPA

L’obiettivo della metodologia LOPA è di determinare se il numero di barriere di protezione esistenti sia in grado di prevenire/mitigare le conseguenze di un evento incidentale ovvero se il rischio possa essere considerato tollerabile (Figura 27).

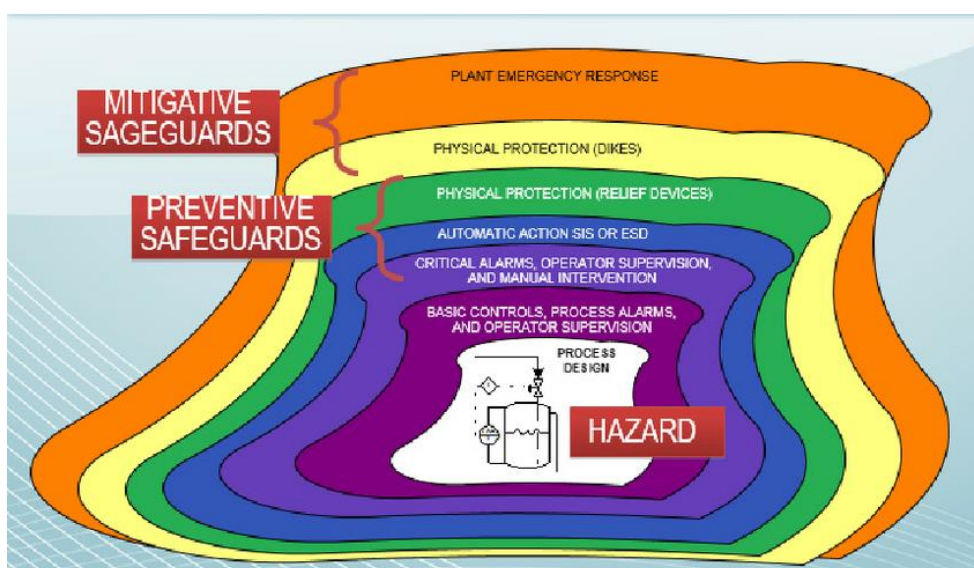


Figura 27. Schematizzazione LOPA [2]

Per tale ragione viene valutata la frequenza dell'evento iniziatore e la probabilità del fallimento delle barriere di protezione indipendenti, IPL (*Independent Protection Layers*) al fine di ottenere il livello di rischio complessivo. Una volta ottenuto tale valore, esso dovrà essere confrontato con i valori di tollerabilità per decidere se le barriere IPL siano sufficienti o se sia necessaria l'adozione di misure aggiuntive.

Tale metodologia risulta essere molto versatile in quanto si adatta sia alla progettazione di un nuovo impianto, permettendo di inserire il giusto numero di livelli di protezione, sia allo studio di un impianto esistente, consentendo, se necessario, di aggiungere nuovi livelli di protezione in modo da rendere il rischio accettabile.

Questa tecnica viene applicata a seguito della produzione di un'HAZOP sviluppata per l'individuazione dei pericoli e presenta delle similitudini con la tecnica *Bow Tie*.

La metodologia LOPA si articola in sei passaggi:

1. Registrazione di tutti i documenti di riferimento necessari alla caratterizzazione dell'impianto, compresi quelli sviluppati nell'identificazione dei pericoli, documenti di progetto, *layout*, etc;
2. Valutazione delle deviazioni di processo e dei conseguenti scenari incidentali. Il lavoro si focalizza sull'analisi di uno scenario incidentale per volta;
3. Identificazione di tutte le possibili cause iniziatrici della deviazione di processo e determinazione della relativa frequenza per ogni causa. Tali valori di frequenza devono riferirsi a standard industriali riconosciuti, *best practice*, database storici etc.;
4. Identificazione di tutte le possibili conseguenze, includendo come minimo i danni al personale e all'ambiente (considerare i danni alla produzione è a discrezione della Compagnia);
5. Una volta stabilite le cause e le conseguenze devono essere definite tutte le barriere IPL che devono rispondere a requisiti di indipendenza, specificità e verificabilità. Per ogni barriera IPL deve essere valutata la probabilità di fallimento su richiesta PFD (*probability to fail on demand*), che nel caso di sistemi strumentali di sicurezza può essere dedotta dall'eventuale classificazione della barriera in termini SIL, ai sensi degli standard IEC EN 61508 e 61511;
6. La dimostrazione del livello del rischio complessivo può essere effettuata utilizzando la matrice semi-quantitativa introdotta nell'Allegato 3 paragrafo 2.2.1. In tale matrice si ricorda che il livello di frequenza riportato è di tipo cumulativo pertanto non è appropriato nella valutazione del singolo scenario.

5. ANALISI DETTAGLIATA: METODI QUANTITATIVI

Il processo di implementazione dell'analisi dettagliata viene riportata schematicamente nella Figura 28.

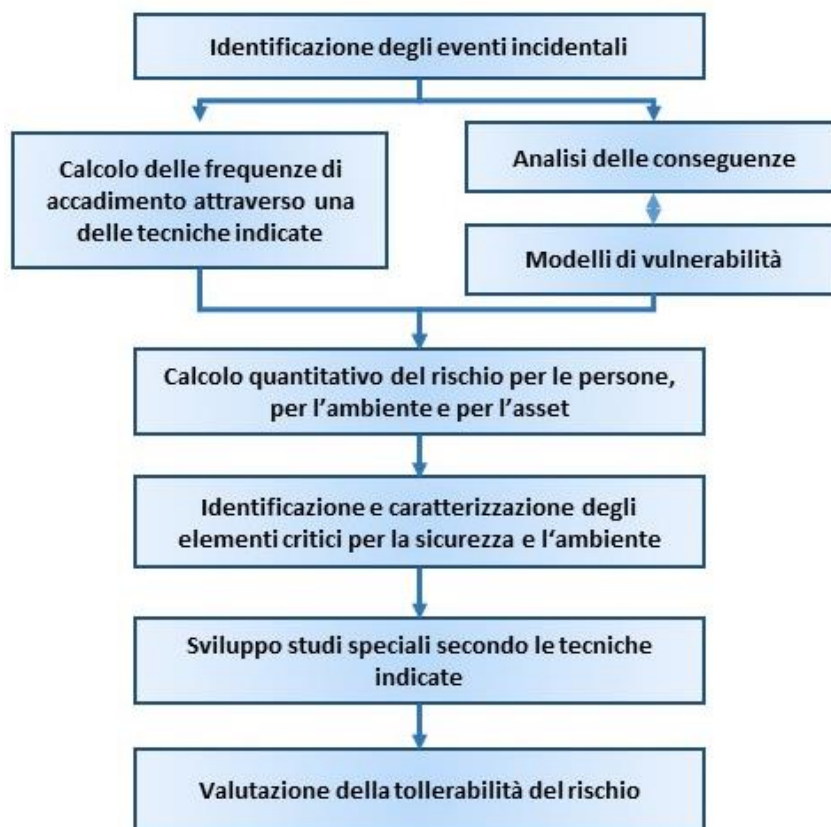


Figura 28. Schema di implementazione analisi dettagliata

Per sviluppare un'analisi dettagliata è richiesto l'utilizzo di metodi quantitativi. L'Operatore può avvalersi delle seguenti metodologie.

5.1. QRA (QUANTITATIVE RISK ASSESSMENT) E FERA (FIRE AND EXPLOSION RISK ASSESSMENT)

Nell'ambito degli impianti oil&gas le metodologie quantitative di riferimento sono la QRA e la FERA.

La QRA è orientata a valutare il rischio derivante dall'installazione in esame per le persone presenti, mentre la FERA ha come obiettivo primario la quantificazione, in termini di estensione e di frequenza di accadimento, degli effetti di irraggiamento termico, di contatto diretto con la fiamma e di sovrappressione in caso di esplosione, al fine di determinare il rischio sull'asset e il conseguente impatto sulla sicurezza. I *target* di questa analisi sono quindi gli edifici e le infrastrutture dell'impianto e, con esso, tutti i sistemi considerati critici, per i quali il collasso o il danneggiamento potrebbe provocare una pericolosa escalation dell'incidente iniziale. Dall'analisi FERA è esclusa la valutazione degli effetti derivanti da rilasci tossici, in quanto non pericolosi per i target in esame.

Queste tipologie di analisi vengono effettuate per valutare il rischio in modo dettagliato e analitico.

Documenti di riferimento per lo sviluppo corretto della FERA sono:

- *Fire, Explosion and Risk Assessment Topic Guidance*, HSE;
- Schemi tecnici del processo (P&ID);
- HAZOP o equivalente;
- Documenti della disciplina *piping*: *layout* dell'impianto e percorso tubazioni;
- Documenti discipline elettrostrumentali con dettaglio dei sistemi di *blowdown* e *shut-down*.

I principali passaggi dell'analisi quantitativa sono descritti nei paragrafi che seguono.

5.1.1. IDENTIFICAZIONE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

I principali scenari incidentali possono derivare da:

- Rilasci di sostanza infiammabile o tossica e/o di energia in seguito a perdite di contenimento (LoC);
- Deviazioni di parametri di processo (temperatura, pressione);
- Cause esterne: eventuali collisioni ed impatti dall'esterno, eventi naturali estremi;
- Errori umani.

L'identificazione degli eventi incidentali è basata unicamente sulle perdite di contenimento (LoC) da apparecchiature e tubazioni a seguito di fenomeni casuali (*random*). Dall'analisi dei database di incidenti nel settore oil&gas (WOAD, HCRD) emerge che le principali cause di rilascio di idrocarburi sono relative a:

- fenomeni di erosione e/o corrosione all'interno od all'esterno di tubazioni e componenti;
- difetti di materiale;
- difetti meccanici;
- errori di mancata manutenzione;
- errori nella fabbricazione o montaggio.

Il primo *step* dell'analisi QRA e FERA prevede l'identificazione dei possibili eventi incidentali (alcuni dei quali sono citati nella Figura 29) che possono dar luogo a scenari di incendio, esplosione e dispersione tossica (solo QRA). Per impianti oil&gas, considerare solamente le perdite di contenimento è giustificato dal fatto che esse sono quelle che determinano gli scenari incidentali peggiori in termini di danni per le persone, per le strutture e per l'ambiente.

	Fires	Explosions
Process Hydrocarbon	<ul style="list-style-type: none"> • Blowouts • Jet fires • Two phase fires • Pool fires • Fire balls • Flash fires • Compartment fires • Cargo tank fires • Sea fires • Loading/offloading 	<ul style="list-style-type: none"> • Ignited Blowouts (e.g. moonpool) • BLEVEs • Confined explosions • Semi -confined explosions • Unconfined explosions • Atomised sprays/mists
Non Process Hydrocarbon	<ul style="list-style-type: none"> • Engine room/machinery room/pump room/workshops/storeroom room • Lube oil • Diesel/ fuel oil • Paints • Heli-fuel • Bottled gas • Solvents 	
Non hydrocarbon	<ul style="list-style-type: none"> • Accommodation fires • Laundry room • Galley • Electrical equipment (e.g. circuit boards, switchgear room etc.) • Paints • Inhibitors • Cables • Cellulosic • Explosives • Batteries 	

Figura 29. Possibili eventi incidentali identificabili [3]

5.1.2. CALCOLO DELLE FREQUENZE DI ACCADIMENTO

La stima della probabilità di accadimento di un particolare scenario a seguito del rilascio dipende:

- dalle condizioni ambientali;
- dalla natura del fluido (susceptibilità all'accensione, temperatura di *flash point*, limiti di infiammabilità dei vapori);
- dalle condizioni di temperatura e pressione al momento del rilascio.

Per calcolare le frequenze di accadimento dei singoli scenari incidentali è necessario valutare l'evoluzione della sequenza incidentale considerando sia gli aspetti fenomenologici quali ignizione istantanea o ritardata, evaporazione, dispersione, ecc., sia l'intervento o meno dei sistemi di rilevazione, controllo e protezione.

Per analizzare in modo sistematico la sequenza incidentale e per calcolare le frequenze di incendio ed esplosione, si utilizza la tecnica dell'albero degli eventi ETA, *Event Tree Analysis*. L'albero degli eventi è una metodologia induttiva che studia l'evoluzione di una sequenza incidentale generata da un singolo evento iniziatore; esso rappresenta in modo schematico tutti i possibili svolgimenti di un incidente a partire dall'evento iniziatore e considerando l'evoluzione fenomenologica dell'incidente (ignizione istantanea o ritardata, evaporazione, ecc.) ed il fallimento o meno dei sistemi di protezione. La frequenza dello scenario incidentale viene determinata moltiplicando la frequenza dell'evento iniziatore per le probabilità di intervento o meno dei sistemi di protezione e per le probabilità che tengono conto dell'evoluzione fenomenologica dell'incidente.

Uno degli standard di riferimento è lo IEC 62502 “*Analysis techniques for dependability – Event tree analysis (ETA)*”.

Nella valutazione probabilistica, un concetto importante da mettere in evidenza e da tenere sempre in considerazione è la possibile dipendenza statistica tra i diversi eventi o fenomeni. Nel caso in cui tale valutazione non dovesse essere effettuata correttamente, si otterrebbe una sottostima della frequenza di accadimento dello scenario in analisi e quindi del rischio di impianto.

La frequenza del rilascio viene stimata attraverso la tipologia di componente (tubazioni, flange, valvole manuali e attuate, pompe compressori, scambiatori di calore, vessel di processo, etc.) in funzione della taglia della rottura e tale valore può essere reperito in letteratura, ad esempio in:

- **DNV** - *Failure frequency guidance*, 2010;
- **OGP** - 434-1 *Process release frequencies*, 2010;
- **OGP** - 434-3 *Storage incident frequencies*, 2010.

Le probabilità di innesco sono generalmente reperite da report presenti in letteratura, tra i quali, per il settore oil&gas, quello maggiormente utilizzato dagli Operatori è il *Research Report* (2006) “*Ignition Probability Review*”, pubblicato per conto di UKOOA, HSE, *Energy Institute*. L’OGP, sulla base di questi dati, ha prodotto un report (OGP 434-6) che fornisce le probabilità totali di innesco in funzione della tipologia dell’installazione e della portata in massa rilasciata.

Per valutare la probabilità di fallimento di un sistema di protezione si fa riferimento all’analisi di affidabilità o disponibilità di sistema, il cui obiettivo è determinare tali probabilità utilizzando un modello probabilistico del sistema e i dati statistici relativi ai componenti elementari che costituiscono il sistema stesso, non avendo in genere a disposizione valutazioni statistiche relative al sistema nella sua interezza.

Per la valutazione dei tempi di ripristino dei guasti è opportuno ricorrere ad una valutazione sistematica della Manutenibilità dei componenti, stimando per ogni Modo di Guasto identificato i tempi di riparazione attesi ed evidenziando le politiche ispettive e di test previste.

I tempi di ripristino dovranno essere valutati considerando i diversi contributi: tempi effettivi di riparazione e test, tempi tecnici per predisporre il sistema alla riparazione (raffreddamento, depressurizzazione, bonifica, etc.) e per ri-predisporlo al termine dell’intervento alla produzione (riscaldamento, pressurizzazione, etc.), tempi logistici per ottenere le parti di ricambio, gli attrezzi e per radunare la squadra dei manutentori.

Le tecniche che possono essere utilizzate per modellare il sistema dal punto di vista probabilistico e valutare l’affidabilità oppure l’indisponibilità del sistema o di un evento sono:

- Albero dei guasti (FTA *Fault Tree Analysis*);
- *Reliability Block Diagram* (RBD);
- Simulazioni Monte Carlo.

5.1.2.1. Fault Tree Analysis (FTA)

L’albero dei guasti è un albero basato sulla logica Booleana, costituito da operatori logici che descrivono il fallimento di un sistema (*Top Event*) in funzione delle sue cause fondamentali (*Primary Event*), che possono essere tipicamente le modalità di guasto dei componenti, errori dell’Operatore, errori software ed eventi esterni.

L’albero dei guasti dovrà essere costruito individuando il criterio di successo atteso dal sistema (funzione) in una ben definita condizione operativa del sistema. La negazione del criterio di successo o funzione, definirà il *Top event* da studiare in termini di cause elementari e loro combinazioni.

L'analisi dell'albero dei guasti permette di determinare i *Minimal Cut Sets (MCS)*, ossia le combinazioni minime di guasti che comportano la perdita della funzionalità attesa del sistema complessivo. Sulla base di queste indicazioni sarà possibile individuare i punti deboli del sistema e gli eventi critici ad esso correlati, nonché stimare l'inaffidabilità e indisponibilità del sistema complessivo.

Anche nell'applicazione di questa tecnica, come nel caso dell'*Event Tree Analysis*, è indispensabile analizzare accuratamente la presenza di dipendenze tra gli eventi primari inseriti nell'albero e in caso di dipendenze trattarli mediante l'analisi delle cause comuni di guasto (CCF).

L'applicazione della *Fault Tree Analysis* è ben descritta dallo standard ISO 61025 *Fault tree analysis (FTA)* e dal testo *Fault Tree Handbook*.⁸

Un possibile testo di riferimento in merito alle cause comuni di guasto è lo standard internazionale IEC 61508-6.

5.1.2.2. *Reliability Block Diagram (RBD)*

La metodologia RBD permette di valutare l'affidabilità o la disponibilità del sistema in modo chiaro e semplice. La metodologia prevede di investigare il "successo" del sistema, diversamente dalla FTA, producendo comunque i medesimi risultati.

Con l'RBD la funzione attesa dal sistema, in una ben determinata condizione operativa, viene descritta attraverso una serie di blocchi (funzioni attese dai componenti elementari, azioni operatori, ecc.), connessi tra di loro, in cui i blocchi necessari per l'espletamento della funzione del sistema vengono posti in serie, mentre quelli ridondanti sono posti in parallelo. Così facendo si individuano i *Path Sets* ossia le combinazioni di funzionalità attese dai componenti elementari che possono garantire la funzionalità del sistema. Con opportune manipolazioni algebriche dei *Path Sets* si può tornare ai *Minimal Cut Sets* corrispondenti già citati in merito alla *Fault Tree Analysis*. Utilizzando i MCS si possono, analogamente come nella FTA, individuare i guasti critici e stimare l'inaffidabilità o indisponibilità del sistema complessivo).

Lo standard ISO 61078 *Analysis techniques for dependability - Reliability block diagram and boolean methods* costituisce un buon riferimento per l'applicazione del metodo.

5.1.2.3. *Metodo Monte Carlo*

Questa tecnica consiste nella costruzione di un modello probabilistico del sistema in esame in grado di simularne il comportamento al variare dello stato (funzionamento/guasto) dei suoi componenti e determinarne l'Affidabilità e la Disponibilità. Il modello viene applicato molte volte al fine di generare una buona statistica, selezionando in modo random i guasti e le relative riparazioni, sulla base dei dati affidabilistici dei singoli componenti. Alla fine del ciclo di simulazioni, le stime delle caratteristiche affidabilistiche del sistema sono ricavate da un processo di mediazione sui risultati ottenuti nelle singole simulazioni.

⁸ *Fault Tree Handbook, NUREG-0492, U.S. Nuclear Regulatory Commission, 1981*

Il metodo è particolarmente indicato per la valutazione dell'Indisponibilità dei sistemi. Tra i *tool* commerciali più applicati per l'esecuzione di questo tipo di analisi si ricordano RAMP e MAROS.

5.1.3. ANALISI DELLE CONSEGUENZE

La severità delle conseguenze legate ad ogni singolo scenario (Figura 30) dipende principalmente dai seguenti fattori:

- pericolosità delle sostanze (infiammabilità, reattività, tossicità);
- condizioni di rilascio (pressione, temperatura, stato fisico);
- dimensioni del foro di rilascio, portata di rilascio e direzione;
- durata del rilascio e quantità di sostanza rilasciata;
- presenza di sorgenti di ignizione (immediata, ritardata);
- presenza di sistemi di mitigazione: bacini di contenimento, sistemi di *shutdown*, sistemi antincendio, sistemi di rilevazione di gas o di incendio.

L'area interessata dagli effetti di incendio, esplosione e dispersione tossica dipende anche dalle condizioni metereologiche. Le condizioni metereologiche da utilizzare devono essere quelle ritenute più gravose per il sito in esame oppure, nel caso in cui non si avessero informazioni precise, si possono adottare le seguenti classi di stabilità:

- D5;
- F2.

L'analisi delle conseguenze ha l'obiettivo di determinare la gravità degli scenari incidentali individuati e l'impatto sulle persone (QRA), sull'asset e sui sistemi critici (FERA).

Per quantificare i danni conseguenti ad una sequenza incidentale è necessario suddividerla in fenomeni elementari (rilasci, evaporazioni da pozza, incendi, dispersioni tossiche, ecc.), e per ognuno di essi utilizzare modelli di analisi dedicati.

Gli eventi incidentali che si possono verificare in contesto offshore e che devono essere considerati nella valutazione delle conseguenze comprendono incendi, esplosioni e rilasci di sostanze tossiche.

Gli **incendi** possono essere di differenti tipologie, in base all'ignizione e alle condizioni fisiche della sostanza rilasciata.

In base alla dinamica dell'incidente è possibile quindi distinguere i seguenti fenomeni:

- **jet-fire**: si verifica quando una sostanza infiammabile in fase gassosa fuoriesce da un serbatoio/tubazione in pressione e trova immediatamente una sorgente di energia tale da innescare la miscela aria-combustibile formatasi;
- **flash-fire**: si verifica a seguito del rilascio di una sostanza infiammabile gassosa o vapore, ossia con temperatura di ebollizione inferiore alla temperatura atmosferica. Una parte del liquido rilasciato evapora rapidamente (*flash*), formando una nube di vapori infiammabili che, se innescata, genera un *flash fire*. Quando, all'istante del rilascio, oltre all'evaporazione si ha formazione di pozza, l'incidente potrà presentare contestualmente anche un *pool fire*;
- **pool-fire**: si verifica quando un liquido infiammabile viene rilasciato, sul terreno o sull'acqua, a seguito di una rottura del serbatoio di deposito o di una tubazione e la pozza formatasi viene innescata da una sorgente esterna di sufficiente energia;
- **fireball**: si verifica in seguito al cedimento di un serbatoio contenente gas liquefatto sotto pressione. Il *flash* che si produce forma una nube di vapore combustibile il cui innesco, prima della miscelazione con l'aria, provoca la combustione della miscela e la

riduzione della densità della nube dovuta alla combustione provoca la risalita in atmosfera della nube infuocata caratterizzata da una forma pressoché sferica.

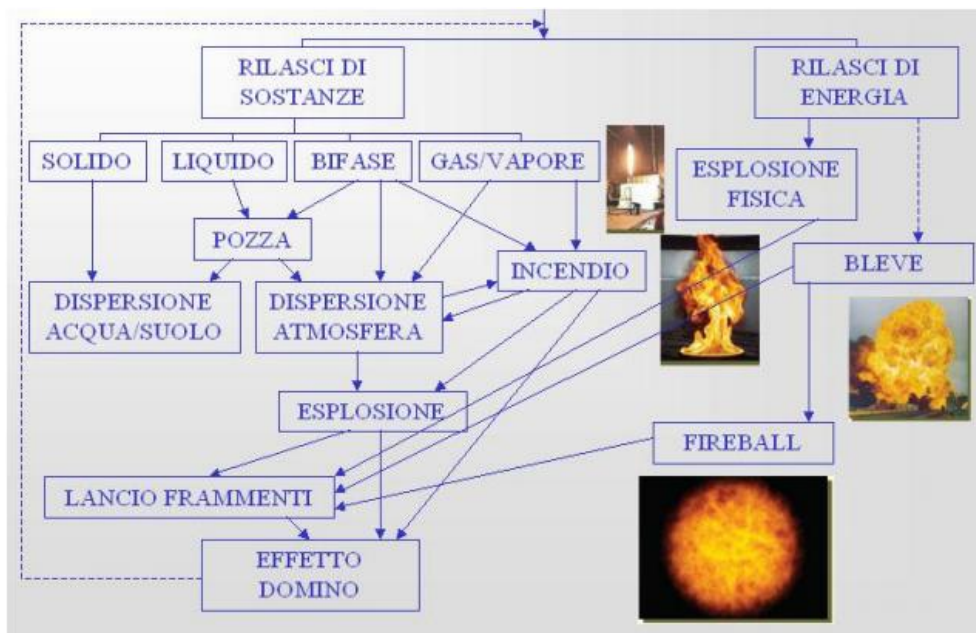


Figura 30. Possibili scenari

I danni da incendio per le persone e le strutture sono generalmente causati dal contatto diretto con le fiamme o dall'irraggiamento termico elevato nella zona circostante il fuoco; per tale ragione i parametri che vengono utilizzati per descrivere gli incendi comprendono la geometria della fiamma, l'irraggiamento termico, la durata dell'incendio ed, eventualmente, anche i fumi tossici prodotti, in particolare CO, NO₂, SO₂.

Per ogni tipologia di incendio, sono presenti in letteratura diversi modelli di simulazione, che permettono di valutare l'estensione della fiamma e la radiazione termica generata.

Le **esplosioni** consistono in un rilascio di energia che si propaga sotto forma di onda di pressione; per determinare l'impatto derivante da un'esplosione è quindi necessario valutare la sovrappressione generata in funzione della distanza dal punto di origine.

Un danno indiretto derivante dall'esplosione è la proiezione di frammenti (missili) che possono a loro volta essere distruttivi o letali per i target in esame. La valutazione dei danni prodotti dai frammenti dipenderà dalla loro dimensione e dall'energia che questi incorporano durante il manifestarsi dell'esplosione.

I fenomeni esplosivi sono generalmente suddivisi in differenti categorie:

- **esplosioni fisiche:** in cui si ha un rilascio rapido di gas o vapori in pressione; l'onda d'urto in tal caso è prodotta dal rilascio repentino dell'energia meccanica spesa per pressurizzare il contenitore;
- **UVCE/CVCE:** in cui si hanno esplosioni di nubi di gas infiammabile in ambiente confinato o meno; l'onda di pressione è generata dall'energia prodotta dalla reazione esotermica di combustione del gas o vapore infiammabile;
- **BLEVE:** *Boiling Liquid Vapor Explosion*, si verifica in caso di rottura catastrofica di serbatoi in pressione di liquidi surriscaldati, per la rapida espansione del prodotto durante la transizione di fase liquido-vapore che comporta un considerevolissimo incremento di volume.

Una **sostanza tossica** in fase di gas o vapore, quando viene rilasciata, tende a disperdersi in atmosfera; nel caso di rilascio di liquido, si ha la formazione di una pozza che, evaporando, produce vapori tossici che a loro volta si disperdono in atmosfera.

I modelli di dispersione esaminano la dinamica della nube in atmosfera e valutano la concentrazione di sostanza tossica che si raggiunge durante l'evoluzione dell'incidente nelle aree circostanti al punto di rilascio; l'obiettivo dei modelli è di individuare la distanza alla quale si raggiungono alcune specifiche soglie di concentrazione, quali l'IDLH (*Immediately Dangerous to Life or Health*) o la soglia di mortalità LC50 (caratterizzata da una letalità tale da uccidere il 50% della popolazione campione).

La valutazione delle conseguenze viene effettuata mediante simulazioni, basate su adeguati modelli, quali:

- modelli semplici basati su tabelle ("Metodo speditivo DPCM 25/02/05", *ShortCut* ARPAT, etc.), che forniscono risultati conservativi ("worst-case");
- modelli parametrici (*Yellow Book* TNO⁹, *Effects*, *Phast*, ALOHA ed altri modelli specifici);
- simulazioni con modelli CFD;
- esperimenti in galleria del vento su modelli in scala.

La scelta del modello, semplice o più complesso, dipende dal grado di dettaglio desiderato per la stima delle conseguenze, che è funzione del livello di avanzamento della fase di progettazione; in fase di design concettuale può essere sufficiente un modello tabellare, mentre in fase di "late design" un modello parametrico o una simulazione CFD risultano essere più adeguati.

In ambito *offshore*, a causa delle dimensioni ridotte e dell'ambiente congestionato dell'impianto, questa attività di analisi risulta essere particolarmente delicata. Per tali ragioni i modelli che possono essere applicati devono essere in grado di trattare accuratamente la geometria e caratterizzare bene il fenomeno, anche a brevi distanze dal punto di rilascio.

L'analisi delle conseguenze, per le metodologie QRA e FERA, è rivolta alla definizione dei seguenti effetti:

- l'irraggiamento termico o investimento di fiamma generato da jet-fire;
- l'irraggiamento termico generato da incendi di pozze di liquidi infiammabili (*poolfire*);
- la sovrappressione generata da esplosione in caso di innesco di una nube di gas/vapore infiammabile (VCE);

Per la QRA si considerano anche:

- dispersione di nubi infiammabili al fine della stima degli effetti da *Flash-fire*;
- dispersione di nubi tossiche per la valutazione degli effetti da esposizione con concentrazioni pericolose.

La FERA presenta come obiettivo primario quello di analizzare gli effetti di incendio e/o esplosione sull'asset dell'impianto; a tale scopo è necessario identificare le apparecchiature critiche che, se investite da radiazioni termiche, dal contatto diretto con la fiamma o da so-

⁹ TNO *Yellow Book*, *Method for the calculation of the physical effects*, 1996

vrappressioni, possono collassare o perdere la loro funzionalità, provocando impatti significativi sulle persone e sulla gestione delle emergenze.

In entrambe le metodologie, per valutare i potenziali scenari di esplosione, è necessario considerare il rilascio da ogni sezione isolabile contenente un flusso infiammabile e per ogni taglia di rottura e analizzare la successiva dispersione in atmosfera.

Si definisce effetto domino l'innescò a cascata di eventi indesiderati da parte di un evento primario, come per esempio l'incendio di un serbatoio contenente un liquido infiammabile (evento primario con il conseguente irraggiamento di energia termica nelle immediate vicinanze del serbatoio in fiamme), che provoca il collasso di un serbatoio posto nelle vicinanze contenente un gas tossico (evento secondario) con la conseguente formazione di una nube tossica che si disperde nell'atmosfera. La catena di eventi indesiderati non si ferma necessariamente a un singolo evento secondario, in quanto l'evento primario può causare più eventi secondari o l'evento secondario ne può a sua volta innescare un altro. Una caratteristica importante dell'effetto domino è che la magnitudo delle conseguenze derivanti dagli eventi secondari può essere più gravosa di quella legata all'evento primario; ne consegue che l'effetto domino deve essere considerato attentamente nella valutazione del rischio derivante da attività industriali. L'incremento del rischio derivante dall'effetto domino può essere quantificato valutando la probabilità condizionata che, a seguito dell'esposizione agli effetti dell'incidente primario, si inneschino incidenti secondari, e la magnitudo delle conseguenze degli eventi secondari stessi. [Enciclopedia della Scienza e della Tecnica 2008, ed. Treccani]

Dopo aver analizzato le conseguenze e i danni derivanti da uno scenario incidentale, è necessario valutare la possibilità del verificarsi di effetti domino, ovvero di un'escalation della sequenza incidentale, che può provocare nuovi e più dannosi incidenti. Nella valutazione degli effetti domino devono essere considerate come minimo, nel caso di incendi, l'esposizione dell'apparecchiatura alla fiamma/radiazione termica e le caratteristiche del bersaglio. Per quanto riguarda le esplosioni, tale fenomeno dipende dai valori delle sovrappressioni generate. Nella valutazione di effetti domino causati da esplosioni deve essere valutato, come minimo, il lancio di missili.

Standard di riferimento: OGP report No.434-7 *Consequence modelling*, 2010.

5.1.4. MODELLI DI VULNERABILITÀ

Dopo aver determinato con l'analisi delle conseguenze le aree di impatto in termini di effetti fisici, quali radiazione termica, estensione della fiamma, sovrappressione e concentrazione tossica derivanti rispettivamente dagli scenari incidentali di incendio, esplosione e dispersione tossica, per stabilire i danni effettivi su un target specifico (persone, strutture ed edifici) è necessario valutare la vulnerabilità dei target di interesse.

Un possibile testo di riferimento è "TNO Green Book, *Methods for the determination of possible damage*, 1989".

La valutazione della vulnerabilità del target in esame può essere svolta seguendo due approcci:

1. Una valutazione più semplice, in cui ci si avvale di tabelle definite sulla base di esperienze pregresse che, per ogni tipo di evento, associano il danno corrispondente ad una determinata soglia delle conseguenze.

Nella definizione dei valori per la valutazione dell'intensità dell'impatto e della vulnerabilità del target deve essere adottato un approccio conservativo, così come suggerito dal documento DNV CMPT 99/100a, "A guide to *Quantitative Risk Assessment for Offshore Installations*", 1999, assumendo che gli scenari incidentali siano indipendenti dal tempo. I valori da utilizzare sono riportati nella Tabella 9.

2. Una valutazione più articolata basata su considerazioni probabilistiche (funzioni Probit) e sull'esperienza sperimentale.

In base alla tipologia di effetti fisici considerati, i modelli di vulnerabilità si distinguono in:

- Modelli per gli effetti da radiazione termica (QRA e FERA);
- Modelli per gli effetti da sovrappressione (QRA e FERA);
- Modelli per gli effetti tossici (QRA).

Tabella 9. Valori di riferimento

Continuous fire: Jet Fire e Pool Fire - ref CMPT 1999, OGP 434-14.1		
Intensità radiazione termica	Percentuale di fatalità (vulnerabilità)	Descrizione
Lambito dalle fiamme	100%	100% di letalità per personale lambito dalle fiamme
37,5 kW/m ²	100%	37,5 kW/m ² è utilizzato come criterio per la fatalità immediata. A questo livello la soglia del dolore è istantanea e le ustioni di secondo grado si verificano in 8 secondi.
12,5 kW/m ²	70%	12,5 kW/m ² è utilizzato come valore di radiazione limite per permettere la fuga in pochi secondi (come ad esempio buttarsi in mare). La soglia del dolore è raggiunta in 4 secondi e le ustioni di secondo grado si verificano in 40 secondi.
6 kW/m ²	-	6 kW/m ² causa dolore in pochi secondi e feriti dopo 30 secondi. Non si prevedono decessi.

Flash Fire - ref CMPT 1999, OGP 434-14.1		
Intensità radiazione termica	Percentuale di fatalità (vulnerabilità)	Descrizione
Lambito dalle fiamme	100%	100% di letalità per personale lambito dalle fiamme
-	-	Non si verificano decessi

Esplosione - ref CMPT 1999, OGP 434-14.1		
Intensità di sovrappressione	Percentuale di fatalità (vulnerabilità)	Descrizione
0,2 bar	100%	100% della letalità per il personale presente nel deck in cui si verifica l'esplosione. 100% della letalità nei deck adiacenti nel caso in cui le ripartizioni vengano distrutte dall'esplosione.
-	-	Nessuna letalità nel caso in cui l'intensità della sovrappressione sia inferiore a 0,2 bar

5.2. CALCOLO QUANTITATIVO DI RISCHIO PER LE PERSONE, PER L'AMBIENTE E PER L'ASSET E CONFRONTO CON I CRITERI DI TOLLERABILITÀ

Per quanto riguarda la QRA, il rischio per le persone può essere espresso come:

- Individuale, corrispondente al rischio a cui è sottoposto una singola persona per un dato periodo di tempo ed è funzione della gravità dei pericoli e del tempo di esposizione ad essi
- Collettivo, corrispondente al rischio a cui tutto il personale (o una popolazione) è esposto per un determinato periodo di tempo.

L'utilizzo di una tipologia di rischio rispetto all'altra dipende dal criterio di accettabilità con il quale deve essere confrontato (per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 3).

Nel caso di metodologia dettagliata è richiesto di valutare il rischio individuale medio annuo IRPA, definito nel dettaglio nel paragrafo 2.2, Allegato 3.

Il calcolo dell'IRPA, descritto nell'Allegato 3, richiede la determinazione del livello di rischio locale LSIR. Per il calcolo del rischio locale per le persone, è necessario tenere conto di tutti i possibili scenari incidentali di incendio, dispersione ed esplosione che si originano a valle di rilasci di sostanza infiammabile e tossica in seguito a rotture *random*. Il rischio locale viene generalmente espresso con mappe iso-rischio che permettono di determinare le zone dell'impianto caratterizzate da rischio elevato.

Attraverso la ricomposizione di frequenze e conseguenze per ciascuno scenario identificato mediante l'albero degli eventi, è possibile calcolare il rischio dovuto a ciascuno scenario incidentale e sommando il contributo di tutti gli scenari (incendi, esplosioni, dispersioni tossiche) è possibile determinare il rischio complessivo in un punto dell'impianto.

$$Rischio = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (f_{ij} * C_{ij})$$

dove m è il numero di sorgenti di rilascio,

n è il numero di scenari incidentali originati da ogni rilascio, quali incendi, esplosioni, nubi tossiche,

f è la frequenza

C è la conseguenza espressa in termini di vulnerabilità.

L'obiettivo principale del FERA, è quello di determinare il rischio di escalation, ovvero il rischio di estensione di un incidente iniziale in aree circostanti.

Il rischio di escalation nella metodologia FERA, viene generalmente espresso mediante mappe iso-rischio, in cui per ogni categoria di scenario incidentale si rappresentano le aree di danno relative ai valori di soglia limite (radiazione termica o sovrappressione) in funzione della vulnerabilità del target considerato.

Dopo aver calcolato il rischio per ogni asset, l'accettabilità viene valutata attraverso i criteri di tollerabilità del rischio definiti dagli Operatori, sulla base degli standard di riferimento del settore, indicati nell'Allegato 3.

5.3. STUDI SPECIALI PER LA VALUTAZIONE DELLE CONSEGUENZE

Di seguito si riportano esempi di studi che dovrebbero essere svolti nell'ambito dell'analisi di rischio dell'impianto.

Tali studi devono essere svolti, ove applicabili, nel caso di analisi dettagliata al fine di garantire la completezza della valutazione quantitativa del rischio.

L'Operatore può avvalersi di tali metodologie e, in ogni caso, per motivate circostanze, l'Operatore può concordare con l'Autorità Competente una tipologia di analisi differente da quelle proposte.

Per ciascuno vengono riportati gli obiettivi e i riferimenti che possono essere utilizzati, ma non devono essere considerati come esaustivi.

5.3.1. EERA

Lo studio EERA (*Escape, Evacuation and Rescue Analysis*) presenta come obiettivo primario quello di valutare l'efficacia delle operazioni di evacuazione, fuga e soccorso sull'impianto in esame. È fondamentale garantire che i mezzi di EER siano disponibili, accessibili, in numero sufficiente, ben progettati, non influenzabili dalle condizioni atmosferiche e inoltre devono resistere a incidenti quali incendi, esplosioni e rilasci di sostanze tossiche.

Al fine di rispondere a questo obiettivo, questo studio considera tutti gli eventi incidentali analizzati nel QRA che potrebbero portare ad un danneggiamento delle vie di fuga e dei mezzi di emergenza. I risultati ottenuti nell'EERA vengono, a loro volta, utilizzati nella valutazione del rischio del QRA per calcolare il rischio del personale nel caso in cui non siano disponibili i mezzi di emergenza.

Lo studio EERA si articola nei seguenti passaggi:

- Identificazione degli eventi incidentali gravi che potrebbero richiedere l'abbandono dell'impianto e che potrebbero danneggiare le vie di fuga;
- Valutazione di quando si potrebbe avere il danneggiamento delle vie di fuga per ciascun evento incidentale grave (attraverso l'ausilio dell'analisi delle conseguenze condotta durante lo studio QRA);
- Valutazione del tempo necessario al personale per svolgere le azioni di evacuazione, fuga e soccorso: partendo dall'identificazione delle procedure di abbandono dell'impianto, si passa alla valutazione della durata di ogni step necessario all'abbandono, includendo l'identificazione di tutte le vie che il personale può utilizzare;
- Eventuali raccomandazioni.

Devono essere presi in considerazione almeno i seguenti mezzi di evacuazione, fuga e soccorso:

- Vie di fuga;
- Punti di raccolta;
- Mezzi di abbandono dell'impianto (*rescue boat*, elicottero, ecc.);
- Equipaggiamenti di sicurezza.

Le attività di emergenza devono essere previste e messe in atto considerando almeno i seguenti eventi:

- Perdita di idrocarburi e conseguente incendio/esplosione;
- Incidenti con l'elicottero;
- Perdita del controllo dei pozzi;
- Collisione con navi;
- Condizioni climatiche avverse;
- Perdita del controllo di stabilità dell'impianto;
- Perdita di idrocarburi sottomarina, ad esempio attraverso le pipeline;
- Situazioni di emergenza subacquee;
- Emergenze confinate;

- Rilascio di sostanze tossiche;
- Perdita di visibilità/soffocamento per presenza di fumi [1].

Attraverso lo sviluppo di questa analisi deve emergere, come minimo:

- Il calcolo delle morti ritardate;
- La struttura di comando per la gestione delle emergenze;
- L'eventuale disponibilità e la capacità dell'elicottero per permettere l'evacuazione del personale;
- Le tipologie, i numeri, la posizione e l'accessibilità dei TEMPSC¹⁰;
- Le tipologie, i numeri, la posizione e l'accessibilità delle scialuppe di salvataggio;
- La disponibilità di *standby vessel*;
- La tipologia, i numeri e la posizione dell'equipaggiamento di sopravvivenza per il personale.

Le informazioni e le "rule sets" utilizzate in una analisi EER comprendono almeno:

- Nella valutazione della disponibilità delle vie di fuga in presenza di fuoco e fumo:
 - Se la struttura del percorso di fuga è ancora intatta, la via di fuga è impraticabile se il livello di radiazione termica supera 37,5 kW/m²;
 - Una via, protetta dalla radiazione termica attraverso una parete rivestita ma che presenti un pavimento grigliato, è impraticabile se il livello di radiazione termica al di là del muro è superiore a 12,5 kW/m². Una quantità inferiore a 5 kW/m² causa dolore in 15-20 secondi e danni dopo 30 secondi di esposizione;
 - Una via non protetta è impraticabile se la concentrazione di fumo è superiore a 2.3%;
 - Le vie di fuga sono non praticabili se presentano una visibilità inferiore a 10 m a causa della presenza di fumo.
- Nella valutazione della sicurezza dell'utilizzo delle scialuppe di salvataggio in caso di incendi ed esplosioni, l'utilizzo delle scialuppe di salvataggio è impedito nel caso di:
 - Presenza di *jet fire* (con o senza il sistema spray antincendio);
 - Presenza di *pool fire* (senza il sistema spray antincendio);
 - Qualsiasi esplosione con una sovrappressione superiore a 0,2 bar;
 - Danni permanenti alla struttura di supporto;
 - Un livello di radiazione termica maggiore di 12,5 kW/m² in prossimità delle scialuppe di salvataggio.

Standard di riferimento per le *rule sets* e le informazioni inerenti un'analisi EER: OGP Report N. 434-19, "Evacuation, escape and rescue" 2010.

¹⁰ *Totally Enclosed Motor Propelled Survival Craft*

5.3.2. DROPPED OBJECT

Lo studio di impatto di caduta oggetti si incentra sia sugli effetti che tali cadute possono avere sulle strutture e sugli equipaggiamenti sia sulla valutazione della sicurezza del personale.

L'obiettivo di questo studio è quello di valutare gli scenari incidentali originati dalla caduta di oggetti durante le fasi di:

- operazioni di spostamento oggetti con *supply vessel*;
- operazioni di spostamenti di oggetti con l'utilizzo della gru;
- operazioni di perforazione.

I potenziali danni comprendono danni alle strutture e all'equipaggiamento dell'impianto, danni alle condotte marine e ai *riser* e danni per il personale (feriti, morti). All'interno di tale studio deve essere condotta, quindi, una valutazione del rischio per le strutture, gli equipaggiamenti e le condotte sottomarine e per il personale. Inoltre devono essere riportate tutte le misure necessarie a ridurre il livello di rischio ad una condizione ALARP.

La valutazione del rischio per i danni alle strutture viene valutato in termini di energia di impatto e frequenza di caduta mentre la valutazione del rischio per il personale viene valutato in termini di IRPA.

La metodologia consta dei seguenti passaggi:

- identificazione degli spostamenti degli oggetti attraverso l'utilizzo della gru e valutazione della frequenza di caduta nelle differenti aree individuate. Per la valutazione delle frequenze deve essere combinata la probabilità di caduta oggetti per spostamento con il numero di spostamenti nell'arco dell'anno. Per avere dei valori di probabilità di caduta oggetti per spostamento nel caso di impianti fissi si rimanda alla Figura 31;

Dropped Object Probabilities for Fixed Installations (per lift)					
Load Weight	Lifting device	Drop Onto:			Total
		Installation	Sea	Vessel	
<1 te	Main crane	3.8×10^{-5}	6.9×10^{-6}	1.1×10^{-5}	4.5×10^{-5}
	Drilling Derrick	1.7×10^{-5}	1.2×10^{-7}	1.2×10^{-7}	1.7×10^{-5}
	Other Device	1.0×10^{-4}	4.2×10^{-6}	6.1×10^{-7}	1.0×10^{-4}
1 – 20 te	Main crane	4.7×10^{-6}	1.7×10^{-6}	5.1×10^{-6}	7.9×10^{-6}
	Drilling Derrick	2.7×10^{-6}	1.5×10^{-7}	0*	2.9×10^{-6}
	Other Device	1.4×10^{-5}	0*	7.4×10^{-7}	1.5×10^{-5}
20 – 100 te	Main crane	1.0×10^{-5}	6.2×10^{-6}	1.6×10^{-5}	2.0×10^{-5}
	Drilling Derrick	1.2×10^{-6}	0*	0*	1.2×10^{-6}
	Other Device	2.6×10^{-5}	0*	0*	2.6×10^{-5}
>100 te	Main crane	9.3×10^{-5}	0*	0*	9.3×10^{-5}
	Drilling Derrick	0*	0*	0*	0
	Other Device	6.1×10^{-4}	0*	0*	6.1×10^{-4}
All	Main crane	1.0×10^{-5}	2.8×10^{-6}	6.4×10^{-6}	1.5×10^{-5}
	Drilling Derrick	9.6×10^{-6}	1.2×10^{-7}	6.1×10^{-8}	9.7×10^{-6}
	Other Device	5.7×10^{-5}	2.0×10^{-6}	5.8×10^{-7}	6.0×10^{-5}
Total	All	1.4×10^{-5}	8.8×10^{-7}	1.6×10^{-6}	1.6×10^{-5}

Figura 31. Probabilità caduta oggetti [4]

- valutazione della frequenza degli impatti sulle condotte sottomarine e riser: oggetti che cadono in acqua possono comportare un danneggiamento alle condotte sottomarine, causando un rilascio di sostanze: per tale motivo, devono essere valutati i possibili impatti tenendo presente sia la differente viscosità dell'acqua salata che determina una diminuzione della velocità, sia dell'angolo di caduta dell'oggetto che può quindi comportare un danno o meno alle condotte;
- calcolo dell'energia di impatto sulle strutture e sull'equipaggiamento dell'impianto e valutazione del danno: deve essere valutata l'energia di impatto e il relativo danno per ciascuna delle cadute oggetti individuate;
- valutazione dell'energia di impatto dei carichi oscillanti. L'energia associata con carichi oscillanti è direttamente proporzionale alla velocità orizzontale dell'oggetto al momento dell'impatto;
- valutazione del rischio di caduta oggetti per il personale e per le strutture. La valutazione del rischio per il personale viene fatto attraverso il calcolo del valore IRPA, calcolato considerando il tempo speso sull'impianto quando il personale è soggetto al rischio di caduta oggetti.

Per maggiori informazioni si rimanda a:

- DNV-CMPT-1999, "A Guide to Quantitative Risk Assessment for Offshore Installations", 1999
- DNV-RP-F107, "Risk Assessment for Pipeline Protection", 2010
- N-004, "Design of Steel Structures", 2004
- OGP 434-08, "Mechanical lifting failures", 2010

- NORSOK Z-013: *Risk and Emergency Preparedness Assessment*, ed. 3, 2010
- API RP 2A-WSD *Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design: Section 18, Fire, Blast, and Accidental Loading* [2008]

5.3.3. ANALISI DI SICUREZZA FUNZIONALE – STUDIO SIL (SAFETY INTEGRITY LEVEL)

L'Analisi di Sicurezza Funzionale costituisce un nuovo approccio alla progettazione dei sistemi complessi finalizzato a trattare in modo sistematico e integrato le problematiche di sicurezza.

L'approccio è volontario, pertanto l'Operatore non è tenuto a seguire tali standard, ma sempre più spesso, in ambito oil&gas e nell'industria di processo, la progettazione di nuovi impianti si effettua seguendo questi nuovi criteri che risultano essere molto efficaci.

L'approccio prevede:

- identificazione in fase di progetto preliminare dei pericoli connessi all'operatività del sistema (usualmente mediante analisi HAZOP);
- valutazione qualitativa del rischio mediante indici di rischio e Matrici di rischio;
- identificazione delle Funzioni di Sicurezza (SIF) necessarie per controllare i pericoli e mantenere il livello di rischio generale del sistema entro i limiti di tollerabilità;
- allocazione dei criteri di efficacia ed efficienza alle funzioni di sicurezza individuate mediante l'assegnazione di un valore SIL;
- progetto dei sistemi di sicurezza strumentati che svolgono le funzioni di sicurezza, utilizzando il SIL come criterio di progetto sia per la parte *Hardware* che per il *Software* di controllo del sistema;
- verifica finale del sistema strumentato di sicurezza perché soddisfi il criterio SIL imposto.

Il valore di SIL associato a ciascuna funzione di sicurezza (da 1 a 4) impone un criterio di affidabilità e disponibilità e nel contempo una specifica architettura e ridondanza del sistema che implementerà la funzione.

Ad esempio, per i sistemi con intervento saltuario, detto *Low Demand Mode*, la Tabella 10 riporta la corrispondenza tra Indisponibilità e livello di SIL:

Tabella 10. Corrispondenza fra indisponibilità e livello SIL

SIL	Probability of Failure on Demand PFD (Low Demand Mode of Operation)	Availability (1 - Probability of Failure on Demand)	Target risk reduction
B	A single E/E/PES is not sufficient.		
4	$\geq 10^{-5}$ to $< 10^{-4}$	0.9999 to ≤ 0.99999	$> 10^4$ to $\leq 10^5$
3	$\geq 10^{-4}$ to $< 10^{-3}$	0.999 to ≤ 0.9999	$> 10^3$ to $\leq 10^4$
2	$\geq 10^{-3}$ to $< 10^{-2}$	0.99 to ≤ 0.999	$> 10^2$ to $\leq 10^3$
1	$\geq 10^{-2}$ to $< 10^{-1}$	0.90 to ≤ 0.99	> 10 to $\leq 10^2$
A	No special safety requirements		

Si ribadisce comunque che il livello di SIL non implica unicamente un basso valore di indisponibilità ma anche aspetti architettonici e strutturali del sistema qui non richiamati.

Se l'impianto viene progettato secondo l'approccio della Sicurezza Funzionale, la Relazione grandi rischi e le relative valutazioni dovranno essere coerenti con gli studi SIL effettuati in sede di progetto.

In particolare, dal momento che i criteri di verifica del SIL includono la valutazione di Affidabilità e Disponibilità delle funzioni strumentate di sicurezza, tali valori dovranno essere coerenti con le probabilità di fallimento per le barriere che sono utilizzate nell'ambito dell'analisi QRA, Bow Tie etc. in sede di valutazione del rischio di impianto.

Inoltre, i sistemi a cui viene assegnato un criterio SIL dovranno essere necessariamente annoverati tra gli Elementi Critici di impianto. A tal proposito la verifica SIL prevede anche una indicazione specifica delle modalità di ispezione, test e manutenzione di tali sistemi a cui si dovrà far riferimento nelle modalità di gestione degli elementi critici di impianto.

Per l'applicazione degli studi di Sicurezza Funzionale si rimanda allo standard IEC 61508: *Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems* (E/E/PE o E/E/PES) in cui vengono presentate le metodologie attraverso le quali effettuare queste valutazioni.

I risultati che devono essere presentati devono comprendere l'elenco delle SIF e le metodologie impiegate per l'individuazione, le ipotesi adottate per l'assegnazione del livello SIL, la metodologia utilizzata per l'individuazione dei livelli, con la relativa matrice di rischio applicata e gli accorgimenti per migliorare la sicurezza delle barriere.

Altri standard di riferimento sono ISO 17776 *Petroleum and natural gas industries - Offshore production installations - Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment*.

5.3.4. HELICOPTER CRASH

Il rischio associabile con l'utilizzo dell'elicottero è suddivisibile in due categorie:

- rischio di impatto, incendio o caduta per il personale in volo;
- rischio per il personale in piattaforma a seguito dell'impatto dell'elicottero con l'impianto con conseguente perdita di sostanze e possibili incendi ed esplosioni.

Nella valutazione dei rischi associati alle operazioni con elicottero si devono tenere in considerazione almeno i seguenti pericoli:

- Fattori umani quali errori del pilota;
- Condizioni climatiche avverse, inclusa scarsa visibilità;
- Fallimenti meccanici dell'elicottero;
- Forti vibrazioni a seguito di collisioni esterne, esplosioni o fallimenti meccanici;
- Pericoli associati con le operazioni quali ad esempio la movimentazione scorretta della gru o pericoli associati con corpi estranei quali animali;
- Effetti legati ai processi termici quali ad esempio i gas combusti della turbina;
- Turbolenza del vento;
- Mancanze nella progettazione dell'eliporto.

L'obiettivo di tale studio è quello di valutare la frequenza di accadimento di incidenti che possano contribuire all'aumento del rischio di morte, includendo:

- La probabilità di morte del personale a bordo durante la fase di volo;
- La probabilità di morte del personale a bordo durante le fasi di decollo/atterraggio;
- La probabilità di impatto con l'impianto e la morte dei lavoratori presenti.

Quindi, i risultati che dovranno essere forniti al termine di tale studio sono:

- Valutazione del rischio individuale per ciascun passeggero nel caso di incidente durante le fasi di volo e di decollo/atterraggio;

- Valutazione della frequenza di accadimento di incidenti che possono danneggiare le strutture dell'impianto a seguito dell'impatto con un elicottero, durante le fasi di decollo e atterraggio. Nel caso in cui si verificasse la caduta dell'elicottero, lo studio deve dimostrare che siano state adottate tutte le misure strutturali al fine di minimizzare l'impatto con le strutture e i danni per l'impianto.

Possibili informazioni possono essere reperite in DNV CMPT 99/100a, "A guide to Quantitative Risk Assessment for Offshore Installations", 1999 e OGP Report No.434-11, "Aviation transport accident statistics", 2010.

5.3.5. VESSEL COLLISION

Lo studio di valutazione di possibile impatto con imbarcazioni comporta un'analisi della possibilità di collisione di mezzi con l'impianto che potrebbe determinare dei danni significativi e portare allo sviluppo di un evento incidentale, con possibilità di rilascio di sostanze. Lo studio di impatto con altre imbarcazioni considera due categorie, maggiormente dettagliate nella Figura 32:

- Imbarcazioni connesse con l'attività dell'impianto quali *supply vessels*, trasporto personale, sistemazioni alloggi, etc. Per tale categoria la frequenza di impatto dipende dal tempo di stazionamento delle imbarcazioni, dalle condizioni ambientali e dalle procedure utilizzate;
- Imbarcazioni di passaggio quali mercantili, pescherecci, navi etc. Per tale categoria il rischio di collisione dipende fortemente dalla variabilità del traffico navale.

Nell'identificazione delle tipologie di collisioni devono essere considerate, come minimo:

- Collisioni motorizzate che includono errori di manovra, errori della strumentazione di bordo e cattiva visibilità;
- Collisioni alla deriva che includono perdita di propulsione delle imbarcazioni, perdita dell'ancoraggio.

Il calcolo del rischio deve essere effettuato attraverso la valutazione della frequenza di collisione e le conseguenze della collisione per tutti i possibili scenari identificati e ritenuti probabili e la relativa combinazione.

Type Of Traffic	Traffic Category	Vessel Category	Remarks
Passing	Merchant	Merchant ships: cargo, ferries etc.	Commercial traffic passing the area
	Naval traffic	Surface vessels	Both war ships and submarines
		Submerged vessels	Submerged submarines
	Fishing vessels	Fishing vessels	Sub-categorised into vessels in transit and vessels operating in the area
	Pleasure	Pleasure vessels	Traffic passing the area
	Offshore traffic	Standby boats	Vessels going to and from other fields
		Supply vessels	Vessels going to and from other fields
Offshore tankers		Vessels going to and from other fields	
Tow		Towing of drilling rigs, flotels, etc.	
Field related	Offshore traffic	Standby vessels	Dedicated standby vessels
		Supply vessels	Visiting supply vessels
		Working vessels	Special services/support such as diving vessels, flotels, pipe lay barges, intervention vessels and crane barges
		Offshore tankers	Shuttle tankers visiting the field
	Drilling rigs	MODUs	May collide with fixed installation either on approach or as a result of mooring failure

Figura 32. Categorie di imbarcazioni da considerare [5]

Per la valutazione della frequenza si deve prendere in considerazione sia che l'imbarcazione sia in rotta di collisione con l'impianto sia che la collisione non possa essere evitata. Per quanto riguarda la frequenza con cui un'imbarcazione possa essere in rotta di collisione con l'impianto si distinguono i seguenti casi:

- Nel caso di collisioni motorizzate, tale frequenza può essere reperita attraverso la conoscenza del traffico navale in prossimità della piattaforma (un possibile database in cui reperire le informazioni è *Marine Traffic*¹¹);
- Nel caso di collisioni alla deriva tale frequenza dipende dal luogo in cui l'imbarcazione perde il controllo, dalla direzione e dalla forza delle correnti e del vento (un possibile database in cui reperire le informazioni *WOAD*¹²);
- Nel caso di imbarcazioni di passaggio, per la valutazione della frequenza devono coesistere tre condizioni: l'imbarcazione deve essere in rotta di collisione con

¹¹ www.marinetraffic.com

¹² DNV-GL, *WOAD, World Offshore Accident Database*

l'impianto, il personale di bordo non prende i provvedimenti necessari a evitare la collisione e il personale dell'impianto non adotta a sua volta le procedure necessarie.

Per la valutazione delle conseguenze si deve conoscere, come minimo, la tipologia di imbarcazione impattante, in termini di massa e dimensioni, la velocità di impatto, il punto e l'angolo di impatto.

Una volta valutato il livello di rischio devono essere adottate tutte le misure necessarie a ridurre tale livello ad un valore accettabile.

Standard di riferimento: OGP Report No. 434-16, *Ship/installation collision*, 2010.

5.3.6. HUMAN FACTOR

Questo studio viene richiesto come prova ulteriore di come le scelte adottate dall'Operatore siano idonee e che la progettazione sia ALARP; questo include anche la preparazione del personale che è chiamato a rispondere e intervenire in caso di un potenziale scenario pericoloso. Il personale di impianto deve avere disponibili tutte le risorse ed i dispositivi al fine di svolgere le attività operative in sicurezza e senza ambiguità di scelta.

I problemi relativi alle prestazioni umane devono essere valutati sistematicamente. Questa valutazione deve includere la fattibilità dei compiti, l'identificazione delle misure di controllo e fornire degli input per le procedure di design e l'addestramento del personale. La cura dell'analisi dovrebbe essere proporzionale alla gravità delle conseguenze nel caso in cui si dovesse verificare un errore umano.

La definizione di *human factor* viene ripresa dal HSE e viene di seguito riportata: "il fattore umano si riferisce a fattori ambientali, organizzativi e lavorativi, nonché a caratteristiche individuali, che possono influenzare la salute e la sicurezza". [6]

Nella definizione compaiono tre concetti fondamentali: il lavoro, l'individuo e l'organizzazione, ossia il fattore umano riguarda sia cosa il personale è chiamato a fare, sia chi svolge il lavoro e sia in quale contesto venga svolto il lavoro suddetto.

Gli errori umani che possono contribuire allo sviluppo di incidenti rilevanti sono classificabili in:

- Errori non intenzionali, che includono sia errori nello svolgimento di determinati lavori per esempio errori durante le fasi di riparazione, manutenzione o test, sia errori in fasi decisionali
- Errori intenzionali che includono violazioni delle procedure e tentativi di manomissione.

La probabilità del verificarsi di tali errori dipende da fattori quali il carico di lavoro, la distrazione, la competenza, i sistemi di comunicazione e lo stress. Quindi, considerando tali fattori, l'errore umano può essere identificato e gestito.

I risultati che dovranno emergere da questa tipologia di analisi sono, come minimo:

- La lista degli aspetti, delle cause, delle conseguenze e delle misure adottate per prevenire/mitigare uno scenario incidentale;
- Il documento che attesti come il fattore umano sia stato considerato nella gestione del rischio di un incidente grave;
- Le raccomandazioni da implementare per ridurre il rischio degli incidenti gravi attraverso l'utilizzo del fattore umano.

Documenti di riferimento:

- *Inspectors Toolkit: Human factors in the management of major accident hazards*, 2005, HSE-UK
- *Guidance on Human factors safety critical task analysis*, 2011, Energy Institute
- *OTO 1999 092, Human Factors Assessment of Safety Critical Tasks*, 2000, HSE-UK

6. ANALISI NEL CASO DI DISMISSIONE

Nel caso di impianti di produzione fissi per i quali è prevista la dismissione, è richiesto di sviluppare un'analisi di rischio al fine di dimostrare la sicurezza delle operazioni condotte sia per il personale sia per l'ambiente.

Una possibile metodologia è la **Job Hazard analysis (analisi dei pericoli per attività)**.

L'Operatore può avvalersi di tale metodologia e, in ogni caso, per motivate circostanze, l'Operatore può concordare con l'Autorità Competente una tipologia di analisi differente da quelle proposte.

L'analisi dei pericoli per una specifica attività è un metodo qualitativo di valutazione del rischio associato con una particolare attività allo scopo di decidere quali precauzioni e quali misure prevedere per ridurre il rischio in esame.

L'approccio generale consiste nel suddividere il lavoro o l'attività in un numero di passaggi logici per la sua realizzazione. Per ciascun passaggio vengono poste una serie di domande per identificare i pericoli, le conseguenze ed il rischio associato con quel particolare "passaggio" e le misure preventive e mitigative da prendere. [7]

Per ciascun passaggio identificato per realizzare l'attività in esame, l'approccio da adottare comprende:

- **Identificazione dei pericoli:** Che cosa esattamente si sta per fare? Quali materiali bisogna gestire? Quali attrezzature ed apparecchi devono essere utilizzati? Quando viene eseguito il lavoro (di giorno, di notte, un particolare periodo dell'anno, etc.)? Dove viene eseguito il lavoro (in quota, in spazi confinati, etc.)? Quali impatti possono esserci per il personale, per le altre operazioni o apparecchi vicini?

- **Valutazione delle conseguenze dei pericoli identificati:** si può utilizzare una scala di valori Alto, Medio, Basso.

In questo contesto sono utili le domande: qual è l'effetto del pericolo in esame? È a lungo o breve termine? Ha impatti sulle persone o sulle attrezzature/apparecchi? Quanto può essere valutato il danno? Quante persone possono essere coinvolte/ferite? L'effetto è istantaneo? È possibile la fuga o l'evacuazione del personale?

- **Valutazione della probabilità di accadimento del pericolo:** anche questo aspetto viene analizzato con una scala di valori Alto, Medio, Basso.

In questo contesto sono utili le seguenti domande: è probabile che l'evento pericoloso si verifichi ogni volta che l'attività viene svolta o è meno frequente (una volta su 10 o 100 volte o una volta nel ciclo-vita)? In situazioni non in sicurezza è certo che si verifichi lo scenario peggiore? In funzione delle caratteristiche dell'attività, le persone o le attrezzature utilizzate possono incidere sulla probabilità?

- **Determinazione del rischio associato con l'azione svolta:** Si fa uso ancora di una scala di valori Alto, Medio, Basso, calcolato usando il prodotto delle probabilità di accadimento e le conseguenze. La logica è la seguente: Alto x Alto= Alto, Alto x Medio o Medio x Alto= Alto, Alto x Basso o Basso x Alto= Medio, Medio x Medio= Medio, Medio x Basso o Basso x Medio=Medio, Basso x Basso = Basso.

- **Definizione misure preventive:** rappresentano la misura "di guardia" contro il rischio identificato. La prevenzione si può costruire sulla base delle seguenti domande: il rischio si potrebbe ridurre attraverso la riprogrammazione delle attività? Si potrebbero condurre separatamente attività potenzialmente concorrenti? Sono possibili azioni specifiche che riducano la probabilità di accadimento?

- **Valutazione del rischio residuo dopo che tutte le misure possibili sono state applicate.** Questo passaggio include l'identificazione delle misure mitigative per ridurre le
-

conseguenze di un evento pericoloso. La normale tecnica è “Che cosa accadrebbe se...? (*What if...?*)”

Allo scopo di uniformare l'approccio in una valutazione sistematica è, di solito, utilizzabile un formato condiviso e standard. Ciò permette che le misure preventive e mitigative siano chiaramente identificate e che possa essere applicata una lista di controllo.

Per maggiori suggerimenti in merito alle liste di controllo applicabili si rimanda alla lettura dell'Allegato 7: “Concetti di base per la dismissione”.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Book G., “*Practical HSE Risk Management – An Introduction to the Bow-tie Method*”, *Presentation to the International Conference for Achieving Health & Safety Best Practice in Construction*, Dubai, UAE, 26th -27th February 2007
- [2] *Center for Chemical Process Safety*, “*Layer of Protection Analysis: Simplified Process Risk Assessment*”, John Wiley & Sons, New York, 2001
- [3] *Supporting Safety Studies* NOPSEMA, 2014
- [4] OGP 434-08, “*Mechanical lifting failures*”, 2010
- [5] OGP 434-16, “*Ship/installation collision*”, 2010
- [6] HSE UK, “*Inspectors Toolkit: Human factors in the management of major accident hazards*”, 2005
- [7] ISO 17776, “*Petroleum and natural gas industries - Offshore production installations -- Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment*”, 2000.

Allegato 5

Gestione degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente

SOMMARIO

1. Introduzione.....	286
1.1. Guida alla lettura	286
1.2. Obiettivo.....	286
2. Strutturazione del Documento “sistema di verifica”.....	287
2.1. Introduzione	287
2.2. Scopo	287
2.3. Definizioni	287
2.4. Responsabilità	290
2.4.1. Operatore	290
2.4.2. Verificatore indipendente.....	291
2.5. Elementi critici per la sicurezza e l’ambiente	292
2.6. Criteri di prestazione.....	296
2.6.1. Applicazione dei criteri di prestazione	297
2.7. Struttura della scheda di verifica.....	298
2.7.1. Registro delle schede di verifica	303
3. Esempio applicativo del Documento “Sistemi di verifica”	304
Bibliografia	322

1. INTRODUZIONE

1.1. GUIDA ALLA LETTURA

Il presente Allegato si articola in due sezioni:

- una prima parte nella quale viene presentata la struttura generale del documento “Sistema di Verifica”, richiesto dal D.Lgs. 145/2015, Art. 17 comma 1, con i dovuti suggerimenti e approfondimenti per le parti in esame,
- una seconda parte nella quale viene riportato un esempio applicativo per guidare nella stesura del documento finale “Sistema di Verifica”.

1.2. OBIETTIVO

L'attività di verifica, richiesta obbligatoriamente all'Operatore nel D.Lgs. n.145/2015, Art. 11, comma 1 lettera d) ed in conformità all'Art. 17, consiste nell'esame puntuale e rigoroso di tutta la documentazione sviluppata per ciascun progetto.

Le informazioni che devono essere presenti all'interno del documento di verifica vengono dettagliate nell'Allegato I paragrafo 5, e la scelta del verificatore indipendente deve essere effettuata soddisfacendo i criteri dell'Allegato V.

Per verifica indipendente si intende *“la valutazione e conferma della validità di particolari dichiarazioni scritte a opera di un verificatore indipendente che non è sotto il controllo o l'influenza dell'entità o della parte organizzativa che usa tali dichiarazioni”* [Art. 2, comma 1 lettera tt)].

La documentazione deve essere organizzata in modo trasparente ed efficace per raggiungere due precisi obiettivi:

1. Diventare idoneo strumento di controllo per l'Operatore, per l'Autorità competente e per il verificatore;
2. Diventare strumento operativo per i progettisti e dell'ingegneria in generale.

L'attività di verifica si articola attraverso un sistema organizzativo e un insieme di strumenti operativi rappresentati dalle schede di verifica.

I sistemi di verifica sono istituiti [Art.17, comma 4]:

- a) *per quanto concerne gli impianti, per offrire una garanzia indipendente che gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente identificati nella valutazione del rischio, come descritti nella Relazione sui grandi rischi, sono adeguati e che il programma di esami e collaudi degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente è adeguato, aggiornato e in esercizio come previsto;*
- b) *per quanto concerne le comunicazioni di operazioni di pozzo, per offrire una garanzia indipendente che la progettazione dei pozzi e le relative misure di controllo sono adeguate in ogni momento alle condizioni previste per i pozzi.*

Il sistema di verifica si pone a monte della progettazione quando, a fronte di un impianto simile esistente, si dispone già di una tipologia di elementi critici per quella installazione e di schede di verifica corrispondenti che possono rappresentare, quindi, un riferimento puntuale.

Il sistema di verifica per un impianto già esistente o già “progettato” rappresenta un idoneo riesame di quanto effettivamente installato/progettato, sempre con l'obiettivo della sicurezza.

Nel caso di un impianto di produzione, il sistema di verifica è posto in essere prima del completamento della progettazione.

Per un impianto non destinato alla produzione, il sistema è istituito prima dell'avvio delle operazioni [Art.17, comma4 lettera f)].

Nelle pagine seguenti viene presentata una possibile metodologia per la stesura del documento che descrive nella pratica come si effettua un'attività di verifica. Questa metodologia trova già applicazione nel contesto di controllo europeo. L'Operatore può avvalersi di questa metodologia oppure definirne una propria in conformità con quanto richiesto dal Decreto.

2. STRUTTURA DEL DOCUMENTO "SISTEMA DI VERIFICA"

La possibile struttura di un documento "Sistema di Verifica" che descriva correttamente il sistema di verifica adottato consta delle seguenti parti:

1. Introduzione, in cui riportare le informazioni principali inerenti l'impianto in esame, quali le caratteristiche principali, la tipologia scelta e l'ubicazione;
2. Scopo del documento, in cui riportare lo scopo che l'Operatore si prefigge attraverso la definizione dei sistemi di verifica;
3. Definizioni, in cui riportare le definizioni, in conformità al Decreto, dei concetti chiave del documento;
4. Responsabilità, in cui riportare le responsabilità principali per l'attività di verifica;
5. Elementi critici per la sicurezza e l'ambiente, in cui riportare l'elenco degli elementi critici individuati per l'impianto in esame;
6. Criteri di prestazione, in cui riportare i criteri di prestazione adottati e le motivazioni;
7. Schede di verifica, in cui riportare le schede di verifica utilizzate e compilate.

Di seguito vengono forniti suggerimenti per la compilazione del documento.

2.1. INTRODUZIONE

Inserire una breve descrizione dell'impianto, mettendo in luce aspetti quali ubicazione dell'impianto, tipologia di impianto scelto e sue caratteristiche principali. (Si consulti la sezione 3 del presente allegato per un esempio applicativo).

2.2. SCOPO

Inserire in modo chiaro lo scopo del Documento "Sistema di Verifica" a garanzia che le attività di verifica vengano svolte attraverso l'impiego di criteri di prestazione completi, accurati e verificabili. Devono essere definite, inoltre, la natura e la frequenza delle attività svolte dal verificatore indipendente, che sono necessarie per confermare il legame tra i suddetti criteri e l'intero ciclo di vita dell'installazione. (Si consulti la sezione 3 del presente allegato per un esempio applicativo).

2.3. DEFINIZIONI

Pericolo

Proprietà o qualità intrinseca di un determinato fattore avente il potenziale di causare danni.¹³

Incidente grave

In Relazione a un impianto o a infrastrutture connesse:

- 1) Un incidente che comporta un'esplosione, un incendio, la perdita di controllo di un pozzo o la fuoriuscita di idrocarburi o di sostanze pericolose che comportano, o hanno un forte potenziale per provocare, decessi o lesioni personali gravi;
- 2) Un incidente che reca all'impianto o alle infrastrutture connesse un danno grave che comporta, o ha un forte potenziale per provocare, incidenti mortali o lesioni personali gravi;
- 3) Qualsiasi altro incidente che provoca un decesso o lesioni gravi a cinque o più persone che si trovano sull'impianto in mare in cui ha origine il pericolo o sono impegnate in un'operazione sull'impianto in mare nel settore degli idrocarburi o sulle infrastrutture connesse o in collegamento con tale impianto e tali infrastrutture
- 4) Qualsiasi incidente ambientale grave risultante dagli incidenti di cui ai numeri 1), 2) e 3).¹⁴

Incidente ambientale grave

Un incidente che provoca, o rischia verosimilmente di provocare un significativo danno ambientale così come definito dal decreto legislativo 3 aprile 2006 n.152, compreso il deterioramento provocato alle acque marine, quali definite dal decreto legislativo 13 ottobre 2010 n.190.¹⁵

Danno ambientale¹⁶

È danno ambientale qualsiasi deterioramento significativo e misurabile, diretto o indiretto, di una risorsa naturale o dell'utilità assicurata da quest'ultima.

Ai sensi della direttiva 2004/35/CE costituisce danno ambientale il deterioramento, in confronto alle condizioni originarie, provocato:

- alle specie e agli habitat naturali protetti dalla normativa nazionale e comunitaria di cui alla legge 11 febbraio 1992, n. 157, recante norme per la protezione della fauna selvatica, che recepisce le direttive 79/409/CEE del Consiglio del 2 aprile 1979;

¹³ Decreto Legislativo 9 aprile 2008, n. 81 "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro", Art. 2, comma r.

¹⁴ Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145, Art. 2, comma 1, lettera t)

¹⁵ Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145, Art. 2, comma 1, lettera s)

¹⁶ Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, Art. 300, commi 1 e 2

85/411/CEE della Commissione del 25 luglio 1985 e 91/244/CEE della Commissione del 6 marzo 1991 ed attua le convenzioni di Parigi del 18 ottobre 1950 e di Berna del 19 settembre 1979, e di cui al decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357, recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche, nonché alle aree naturali protette di cui alla legge 6 dicembre 1991, n. 394, e successive norme di attuazione;

- alle acque interne, mediante azioni che incidano in modo significativamente negativo sullo stato ecologico, chimico e/o quantitativo oppure sul potenziale ecologico delle acque interessate, quali definiti nella direttiva 2000/60/CE, ad eccezione degli effetti negativi cui si applica l'articolo 4, paragrafo 7, di tale direttiva;
- alle acque costiere ed a quelle ricomprese nel mare territoriale mediante le azioni suddette, anche se svolte in acque internazionali;
- al terreno, mediante qualsiasi contaminazione che crei un rischio significativo di effetti nocivi, anche indiretti, sulla salute umana a seguito dell'introduzione nel suolo, sul suolo o nel sottosuolo di sostanze, preparati, organismi o microrganismi nocivi per l'ambiente (Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale", Art. 300, comma 1 e 2).

Criteria di prestazione (*standard performance*)

Un criterio di prestazione esplicita la funzione e le prestazioni richieste al sistema, ad una parte di equipaggiamento, ad una persona o ad una procedura ed è usata come base per la gestione del rischio, per tutto il ciclo di vita dell'installazione e può essere espresso in termini qualitativi o quantitativi.

Non esistono leggi che stabiliscano quali criteri impiegare ma è compito dell'Operatore sceglierne di idonei per la situazione analizzata.¹⁷

Elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (*safety critical elements*)

Gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente comprendono le parti di un impianto, compresi i programmi informatici, il cui scopo è impedire o limitare le conseguenze di un incidente grave, o il cui guasto potrebbe causare un incidente grave o contribuirvi sostanzialmente.¹⁸

Scheda di verifica

La scheda di verifica è un modulo identificativo per ciascun elemento critico, strutturato in modo da essere idoneo per ogni tipologia di elemento critico e che lo "fotografi" in ogni suo dettaglio e ne fornisca tutte le caratteristiche tecniche e anche tutti i requisiti necessari per la

¹⁷ *Prevention of fire and explosion, and emergency response on offshore installations Off-shore Installations (Prevention of Fire and Explosion, and Emergency Response) Regulations 1995 Approved Code of Practice and guidance*, paragrafo 45.

¹⁸ Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145, Art. 2, comma 1, lettera m).

manutenzione e l'ispezione, in modo da costituire una rapida sintesi della sua natura e dei suoi requisiti.

2.4. RESPONSABILITÀ

Le figure istituzionali identificate dal Decreto sono:

- Operatore;
- Verificatore indipendente.

2.4.1. OPERATORE

L'Operatore istituisce un sistema di verifica indipendente e ne presenta una descrizione al Comitato.

Con il sistema di verifica, l'Operatore garantisce che gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente e la loro manutenzione sono o saranno adeguati.

Inoltre è importante sottolineare come *“i risultati della verifica indipendente lasciano impregiudicata la responsabilità dell'Operatore per il funzionamento corretto e sicuro delle attrezzature e dei sistemi sottoposti a verifica”*. [D.Lgs. n. 145, Art. 17, comma 2].

A livello europeo, si propone all'Operatore, nell'ambito dell'organizzazione aziendale e nell'ottica del *Safety Management System*, di nominare delle funzioni responsabili, con l'obiettivo di garantire l'aggiornamento e l'efficacia dello schema di verifica. Le funzioni responsabili vengono riportate a seguire.

Il sistema di verifica necessita di un costante e attento aggiornamento, che nella pratica si attua attraverso il costante allineamento tra l'elemento critico e quanto effettivamente presente nell'installazione. Si propone il seguente esempio: elemento critico “sensori fire & gas”. Se dovessero essere cambiati, ad un certo punto di vita dell'impianto, le tipologie tecniche del sistema F&G, perché disponibili in commercio modelli più affidabili di sensori, le schede di verifica dovrebbero essere di conseguenza allineate al nuovo “criterio di prestazione” dell'elemento critico in esame, in quanto è cambiato fisicamente il dispositivo che ne svolge la funzione.

È, quindi, necessario che siano definiti con chiarezza e trasparenza gli autori/responsabili per ciascun elemento critico identificato. Inoltre potrebbe accadere che nuovi elementi critici debbano essere inseriti nel sistema di verifica.

Poiché ogni elemento critico è nella maggior parte dei casi un componente o di natura tecnica o organizzativa, la figura responsabile della sua “vita” è la figura professionale, che con il suo ruolo, è responsabile dell'area tecnica di appartenenza dell'elemento critico in questione.

Analogamente, se l'elemento critico appartiene all'area gestionale sarà controllato dal responsabile della stessa area.

Naturalmente, le figure professionali individuate si avvalgono delle competenze tecniche dei collaboratori ma ne rimangono comunque “responsabili”.

Le figure responsabili suggerite sono:

1. Manager della manutenzione e dell'ispezione (*Maintenance and inspection manager*)

Il manager è:

- il custode del documento del sistema di verifica per conto dell'Operatore ed è responsabile per l'implementazione e l'aggiornamento del medesimo;
- responsabile per la nomina dei controllori degli elementi critici per la sicurezza;
- responsabile per l'integrità degli elementi critici per la sicurezza e dei mezzi di verifica per mantenere la conformità dei relativi criteri di prestazione.

2. Autorità tecnica (*Technical authority*)

Un'autorità tecnica viene assegnata ad ogni elemento critico per la sicurezza e l'ambiente. Le autorità vengono solitamente nominate dal manager della manutenzione e dell'ispezione. I loro ruoli prevedono:

- rivedere, mantenere e proporre/approvare le modifiche dei criteri di prestazione come richiesto, tenendo in considerazione la legislazione, le linee guida, le leggi della compagnia, le pratiche ingegneristiche migliori e il ciclo di vita dell'impianto;
- assicurare che tutti i cambiamenti effettuati sui criteri di prestazione siano identificati dal Responsabile coordinamento attività di verifica_e assicurare che il verificatore indipendente ne sia informato.

3. Controllore degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (*Safety Critical Elements guardian*)

Un controllore viene assegnato per ogni elemento critico. Generalmente vengono nominati dal manager della manutenzione e dell'ispezione. I controllori svolgono le seguenti funzioni:

- definiscono e mantengono costantemente le attività dei mezzi di verifica richieste per i criteri di prestazione durante tutto il ciclo di vita dell'impianto;
- assicurano che la manutenzione e le operazioni di verifica siano svolte come descritto nel sistema di verifica;
- concordano, con il verificatore indipendente, piani di azioni per verificare i risultati.

4. Responsabile processo di verifica (*Asset integrity manager*)

Il ruolo dell'*asset integrity manager* è garantire che il processo di verifica sia corretto e che sia utilizzato e mantenuto al fine di verificare, riportare e registrare le attività descritte nel sistema di verifica indipendente per ogni criterio di prestazione di ogni elemento critico.

Questo ruolo può essere svolto dalle figure responsabili già presenti all'interno della Compagnia.

5. Responsabile coordinamento attività di verifica (*Lead verification engineer*)

Il *lead verification engineer*, che è responsabile per l'intero documento di attività di verifica:

- assicura che il verificatore indipendente sia in grado di svolgere i propri doveri;
- assicura il collegamento tra il verificatore indipendente, l'Operatore, QHSE e ESC (*engineering service contractor*);
- comunica le osservazioni rilevanti del verificatore indipendente al controllore degli elementi critici, all'ESC e al manager.

6. Responsabile ingegneria della sicurezza (*Head of safety engineering*)

Il ruolo del responsabile ingegneria della sicurezza è quello legato all'identificazione, alla preparazione e all'aggiornamento dei criteri di prestazione, garantendo che siano appropriati e in linea con l'attuale Relazione sui grandi rischi.

Questo ruolo può essere svolto dalle figure responsabili già presente all'interno della Compagnia.

Un possibile esempio di come si possano illustrare i ruoli e le responsabilità delle figure responsabili viene riportato nella Tabella 12.

2.4.2. VERIFICATORE INDIPENDENTE

Il verificatore indipendente viene nominato dall'Operatore e il Comitato ne controlla l'indipendenza e l'idoneità, secondo i criteri presentati nell'Allegato V del D.Lgs. n.145/2015.

Il verificatore deve essere indipendente dall'Operatore e dal proprietario. Le mansioni di sua competenza non devono considerare gli aspetti di elementi critici di un impianto, di un progetto o di un pozzo per i quali la sua obiettività possa essere compromessa.

Deve inoltre avere adeguata competenza tecnica, nonché possedere sufficiente autorità per svolgere le proprie mansioni in modo efficace.

Il verificatore deve assegnare opportunamente le mansioni del sistema di verifica a personale qualificato.

Le attività che il verificatore deve svolgere comprendono:

- Esame dei documenti/certificati e dei test fisici effettuati sugli elementi critici, partecipazione ai test effettuati o, comunque, controllo dei dati registrati;
- Talvolta, l'esame del lavoro in diverse fasi di vita dell'apparecchiatura: fabbricazione, costruzione e riparazione;
- Scrittura di un rapporto dettagliato inerente i test e gli esami effettuati, che riporti suggerimenti e commenti. [1]

2.5. ELEMENTI CRITICI PER LA SICUREZZA E L'AMBIENTE

Per quanto riguarda l'individuazione degli elementi critici, occorre partire dall'individuazione dei grandi rischi, effettuata tramite l'utilizzo dell'HAZID/HAZOP nelle fasi di identificazione dei pericoli dell'analisi del rischio. Questa fase è prevista in tutti gli approcci proposti, semplificati, medi o dettagliati. Una volta individuati i grandi rischi, attraverso l'ausilio di una delle metodologie suggerite nelle Linee Guida (ad esempio nel CAP. 3, sezione C), per ciascuno di essi, si specificheranno gli elementi critici.

Basandosi sull'analisi storica di incidenti gravi verificatisi nel passato, si è osservato come questi eventi non siano un risultato di un fallimento di un singolo componente di un impianto o dell'errore di un singolo individuo. Infatti, questi incidenti gravi si verificano a seguito del fallimento di una combinazione di più parti dell'impianto, che possono riguardare sia l'integrità del processo sia attività umane.

Al fine di limitare la probabilità che questi eventi si verifichino o di limitarne le conseguenze, si può pensare ad una serie di barriere interposte tra il pericolo e il verificarsi dell'incidente (Figura 33):

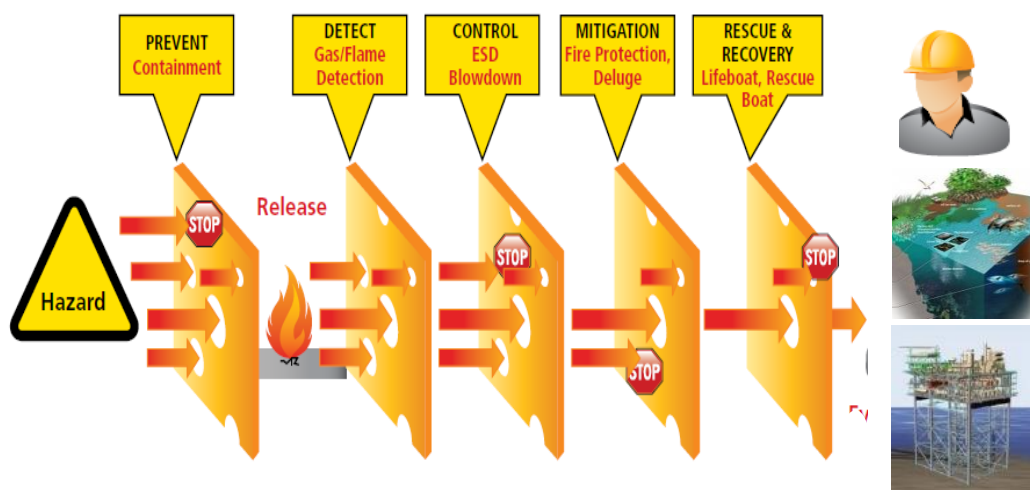


Figura 33. Esempio di successione di barriere fra il pericolo e l'incidente [Fonte: Assurance & verification practitioner's guide, Step change in safety]

Per garantire elevate performance di tali barriere, occorre adottare criteri di prestazione idonei e garantire procedure di verifica consone.

Classificando le barriere che si possono interporre tra pericolo ed evento, a seconda del loro ambito di azione, si possono attribuire gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente a 4 categorie:

- P: prevenzione dei pericoli;
- C: individuazione e controllo dei pericoli;
- M: mitigazione dei pericoli;
- E: evacuazione, fuga e salvataggio.

La definizione di elementi critici fornita dal Decreto include tutte le componenti che possono causare o contribuire ad un incidente grave. Tra le componenti che possono contribuire, ad esempio, il mal funzionamento dei dispositivi Fire&Gas può contribuire a fenomeni di esplosione e incendi, una valvola di sicurezza non progettata correttamente può concorrere a causare un'esplosione, il mal funzionamento delle luci di posizione dell'impianto può portare a collisioni con altre imbarcazioni, le vie di fuga ostruite possono aggravare il bilancio di infortuni, etc.

Nel Decreto viene prevista l'individuazione di un incidente ambientale grave se deriva da un incidente grave che presenta il potenziale di danneggiare il personale.

Per meglio comprendere la distinzione presentata in [3] se ne riporta un passaggio:

- Un incidente ambientale grave è preceduto da un incidente grave che presenta il potenziale di causare danno al personale: in questo caso si parla di elementi critici per la sicurezza e l'ambiente;
- Un incidente inquinante grave (*major pollution incident*) è un incidente ambientale grave senza però che si sia verificato un incidente grave: in questo caso si parla di elementi critici per l'ambiente.

Il procedimento di individuazione e valutazione per i suddetti elementi critici è il medesimo sia in una categoria che nell'altra, e nella maggior parte dei casi gli elementi critici delle due categorie coincidono.

Di seguito si riporta una lista di categorie (Tabella 11), tipiche per un impianto a mare, all'interno delle quali si trovano gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente, che può essere utilizzata come punto di partenza per definire il proprio impianto, ma non deve essere considerata come esaustiva. [2]

I contenuti della presente lista non devono essere applicati in modo acritico, ma correlati alla situazione reale che si presenta caso per caso.

Tabella 11. Categorie degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente

	Prevenzione dei pericoli	Hazard prevention	I.P ²	I.N.P ³
P1	Integrità strutturale	Structural integrity	X	X
P2	Gambe, sistemi di sollevamento e bloccaggio	Legs, jacking e locking system	X	X
P3	Sistema per evitare collisioni	Collision avoidance system	X	X
P4	Integrità del sistema di contenimento del processo	Process containment integrity	X	X
P5	Integrità delle condotte e riser ¹	Pipelines and riser integrity	X	
P6	Integrità delle condotte e riser di collegamento con altre piattaforme	Interfield pipeline and riser integrity	X	

P7	Blocco macchine rotanti	High speed machinery trips	X	X
P8	Ventilazione area di processo	Process area ventilation	X	X
P9	Sistema di blocco del processo	Process shutdown systems (PSD)	X	X
P10	Sistema di sfiato	Relief systems	X	X
P11	Sistema HVAC	HVAC systems	X	X
P12	Sistema di prevenzione innesco	Ignition prevention systems	X	X
P13	HIPS (sistema di protezione ad alta affidabilità contro la sovrappressione)	HIPS (high integrity protection system)	X	
P14	Sistema di sollevamento (equipaggiamento di perforazione)	Hoisting (Drilling Equipment)	X	X
P15	Sistema BOP	Blowout preventer system		X
P16	Ponte di perforazione	Drilling derrick		X
P17	Sistema riser	Marine riser System		X
P18	Sistema di cementazione	Cement system		X
P19	Apparecchiature test pozzi	Well test equipment	X	X
P20	Deposito speciale (sostanze radioattive)	Radioactive source store	X	X
Individuazione e controllo dei pericoli		Hazard detection and control		
C1	Rilevamento presenza di gas infiammabili	Flammable gas detection	X	X
C2	Rilevamento presenza di fiamme	Fire detection	X	X
C3	Sistema di controllo del fuoco e del gas	Fire& gas control system	X	X
C4	Sistema di blocco di emergenza	Emergency shutdown system	X	X
C5	Riser ¹ ESDVs	Riser ESDVs	X	
C6	Isolamento e contenimento dei serbatoi	Reservoir isolation and containment	X	X
C7	SSIV (valvole di isolamento sottomarine)	SSIVs (Subsea isolation valves)	X	
C8	Pulsante manuale di allarme	MAC (Manual Allarm Callpoints)	X	X
C9	Sistema di abbattimento e fiamma	Blowdown and flare system	X	X
C10	Rilevamento presenza di gas tossici	Toxic gas detection	X	X
C11	Rilevamento mancanza di ossigeno	Oxygen depletion detection	X	X
C12	Drenaggi aperti (sostanze pericolose)	Open hazardous drain	X	X
C13	Strumentazione controllo del pozzo	Well control instrumentation	X	X
C14	Sistema fanghi	Mud system		X
C15	Sistema di deviazione fanghi	Diverter system		X
Mitigazione dei pericoli		Hazard mitigation		
M1	Protezione caduta oggetti e equipaggiamento di sollevamento	Lifting equipment and dropped object protection	X	X

M2	Costruzione resistente all'esplosione	Blast resistant construction	X	X
M3	Protezione passiva dal fuoco	Passive fire protection	X	X
M4	Rifugio temporaneo	Temporary refuge	X	X
M5	Pompe antincendio	Firewater pumps	X	X
M6	Anello di distribuzione acqua antincendio	Firewater ringmain	X	X
M7	Sistema antincendio	Firewater system	X	X
M8	Sistema schiumogeno	Foam system	X	X
M9	Sistema estinguente liquido e gassoso	Liquid and gaseous system	X	X
M10	Estintori portatili/mobili	Portable/trolley mounted extinguishers	X	X
M11	Sistema Choke and Kill	Choke and Kill (including emergency blowdown)		X
Evacuazione, fuga e salvataggio				
	Evacuazione, fuga e salvataggio	Evacuation, escape and rescue functions		
E1	Sistema di allarme al pubblico	Alarm and PA system	X	X
E2	Uscite e strade di accesso ai rifugi temporanei	Egress and access	X	X
E3	Luci di emergenza	Emergency lighting	X	X
E4	Ponte elicottero	Helidek	X	X
E5	Comunicazioni interne	Inter complex communications	X	X
E6	Comunicazioni esterne	External communications	X	X
E7	Scialuppe di salvataggio	Lifeboats	X	X
E8	Zattere di salvataggio	Liferafts	X	X
E9	Generatori elettrici di emergenza	Maintained power supplies	X	X
E10	Mezzi di fuga in mare	Means of escape to sea	X	X
E11	Equipaggiamento protezione personale	Personal protective equipment	X	X
E12	Strutture di salvataggio e recupero	Rescue and recovery facilities	X	X

¹ Riser: collettore verticale di risalita

² Impianto di produzione

³ Impianto non destinato alla produzione

Un possibile schema logico da applicare per l'identificazione degli elementi critici dell'impianto soggetto all'analisi di verifica viene riportato nella Figura 34.

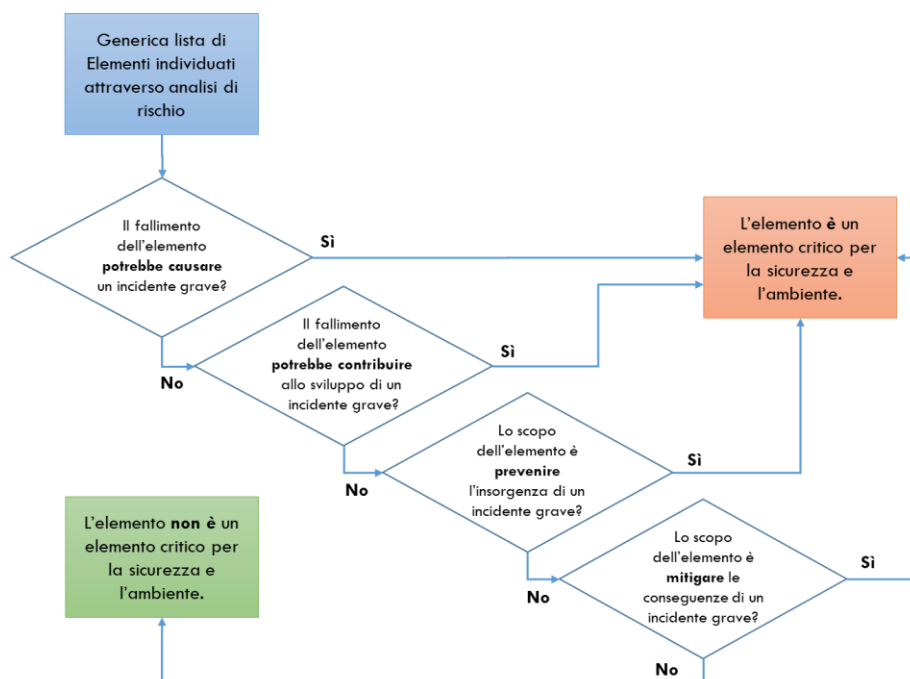


Figura 34. Processo logico di individuazione degli elementi critici

2.6. CRITERI DI PRESTAZIONE

Per ogni elemento critico di sicurezza devono essere individuati ed analizzati i criteri di prestazione, definiti in modo logico e chiaro. Essi vengono scelti in maniera tale da descrivere la funzione che il sistema, oppure una parte dell'equipaggiamento, o ancora le procedure, sono chiamati a svolgere. Per fare questo ci si può avvalere del "modello FARSI" [4], dove:

- **F=funzionalità (*functionality*):** "quale è la funzione che l'elemento è chiamato a svolgere?"

Fornisce la definizione di quale funzione il componente sia chiamato a svolgere, ossia il motivo per cui l'elemento è stato inserito nel progetto, in modo tale da rispondere alla sua funzione di sicurezza. Deve essere, inoltre, fornito il campo di applicazione o l'intervallo di funzionalità del componente.

Questo criterio viene definito misurabile quando è possibile effettuare un'attività di verifica per capire quale sia la parte critica del componente e quando e come sia possibile osservare che il criterio medesimo è stato soddisfatto.

Un esempio di criterio misurabile per le componenti passive, quali strutture, contenitori, rivestimenti antincendio, etc., è rappresentato dal massimo grado di campioni di corrosione o dalla verifica dell'integrità dei rivestimenti antincendio. Questi valori possono essere presi da standard internazionali, da linee guida industriali o da *best practices*.

- **A=disponibilità (*availability*):** fornisce la capacità dell'elemento di garantire l'accesso alle sue risorse in modo tempestivo in un determinato istante.

Solitamente la disponibilità viene valutata in termini di probabilità che il sistema svolga, su domanda, la propria funzione senza fallire.

Il criterio di disponibilità deve essere applicato fin dalla fase di progettazione dell'elemento critico ossia deve essere specificato come il sistema complessivo sarà in grado di gestire un eventuale fallimento dell'elemento, attraverso, ad esempio, eventuali ridondanze e diversificazioni.

- **R=affidabilità (*reliability*):** fornisce la probabilità che l'elemento in esame sia in grado di svolgere la propria funzione in maniera continua, in determinate condizioni e per un

determinato periodo di tempo. Questo parametro, pertanto, indica la capacità di un sistema di operare con continuità oppure di garantire il funzionamento su un periodo prefissato. Ad esempio, un sistema di aspirazione di un ambiente contaminato dovrà operare con continuità per ridurre la concentrazione di inquinanti; un sistema antincendio dovrà operare con continuità per il periodo di tempo necessario per controllare l'incendio. Un miglioramento dell'affidabilità potrà essere ottenuto utilizzando componenti di qualità superiore o aumentando le politiche manutentive preventive. Un altro indicatore che può sostituire l'Affidabilità in termini di probabilità è il *Mean Time To Failure*, ossia il periodo medio di buon funzionamento, continuativo, dall'ultima riparazione al guasto successivo.

- S="sopravvivenza" (*survivability*): fornisce la garanzia che l'elemento critico sopravvivrà in caso di incidente grave e manterrà la sua funzione, almeno per un tempo sufficiente.

Questo criterio va definito nel caso in cui l'elemento critico sia chiamato a funzionare nel caso di incidente grave ed è necessario definire per quanto tempo il componente sarà in grado di svolgere la propria funzione.

- I=interazioni (*interactions*): vengono definite le interazioni che l'elemento critico in esame presenta con altri elementi critici e come si influenzino a vicenda. Questa voce viene strettamente connessa con il criterio di prestazione "Funzionalità" in quanto un elemento può influenzare il funzionamento di un altro. Per esempio, il sistema di generazione di emergenza va a impattare su tutti i sistemi di emergenza come le luci di emergenza, i sistemi di comunicazione, oppure il sistema di controllo Fire&Gas interagisce con il sistema di blocco dell'impianto, il sistema di comunicazione, il sistema antincendio, il condizionamento HVAC.

Una voce di particolare rilievo è la definizione dei test e della manutenzione per ciascun elemento critico al fine di garantirne l'affidabilità/disponibilità. Quindi, nell'ambito della voce A/R devono essere esplicitati in modo chiaro i tempi e i tipi di test condotti. I test sono assolutamente indispensabili per i componenti che possono dare origine a modalità di guasto "nascoste" ossia che non si rivelano all'Operatore nel momento in cui accadono e che, quindi, necessitano di un test periodico per scoprire l'avvenuto guasto. Un esempio è rappresentato da una valvola di *emergency shut down*, normalmente aperta, che si blocca in posizione aperta. Essendo tale posizione quella usuale, il guasto verrà rivelato solo in caso di test; diversamente il guasto potrebbe rimanere latente in impianto fino all'accadimento dell'incidente che richiede l'intervento della valvola.

Se l'elemento critico risponde correttamente a tutti i criteri di prestazione, la frequenza di accadimento di un incidente grave diminuisce e viceversa.

2.6.1. APPLICAZIONE DEI CRITERI DI PRESTAZIONE

Il percorso che guida all'identificazione dell'elemento critico fino alla compilazione della scheda è di seguito schematizzato:

- Dall'analisi HAZOP/HAZID, in funzione dei pericoli e degli scenari incidentali identificati, si individuano i dispositivi/le procedure/... che in caso di fallimento portano al verificarsi dello scenario, cioè si identificano gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente, il cui elenco è fornito al paragrafo 2.5. Ciascun elemento critico viene classificato in una delle 4 categorie P, C, M, E;
- Una volta identificato l'elemento e la sua categoria, per le funzioni di sicurezza che è chiamato a svolgere vengono definiti i criteri di prestazione (criterio "F"); per esempio i sensori F&G devono svolgere la loro funzione di monitoraggio in modo continuo identificando eventuali condizioni di guasto ed essere idonei a sostenere il guasto di un singolo sensore. Il sistema deve operare in ambiente marino;
- I requisiti "A/R" vengono stabiliti a partire dalla valutazione del rischio, assegnando all'elemento il rispettivo criterio in funzione del grado di "abbattimento" del rischio ad

esso richiesto. Al fine di garantire il soddisfacimento di tali requisiti, si definiscono le necessarie ispezioni e procedure di manutenzione;

Si identificano, inoltre, casi specifici di interdipendenza con altri elementi critici, per esempio, la necessità di un'alimentazione elettrica dal sistema UPS piuttosto che generatore di emergenza, ed eventuali ridondanze, in modo da disporre di sistemi che non abbiano cause comuni di guasto (criterio "I");

- d) Si individuano le condizioni che potrebbero manifestarsi in caso di emergenza in prossimità dell'elemento critico al fine di definire i criteri di sopravvivenza "S". L'elemento critico deve, infatti, essere idoneo a svolgere la sua funzione nelle condizioni di emergenza, garantendo il funzionamento per un tempo sufficiente: per esempio, le valvole di blocco, SDV, devono essere resistenti al fuoco per un tempo prestabilito.

In Figura 35 si riporta uno schema logico.

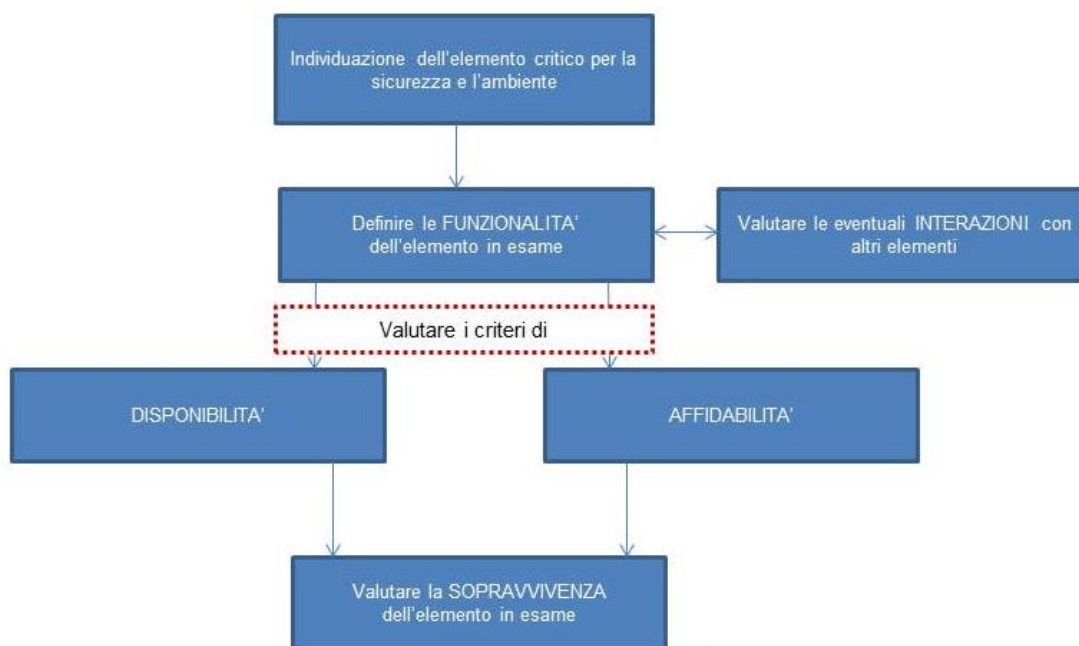


Figura 35. Passaggi logici per l'applicazione dei criteri di prestazione

2.7. STRUTTURA DELLA SCHEDA DI VERIFICA

Una volta individuati gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente, occorre caratterizzarli attraverso l'applicazione dei criteri di prestazione. Nel seguito si riportano due possibili strutture di schede di verifica, tratte da esempi in uso presso gli Operatori. Per gli scopi relativi alla compilazione della RGR, l'Operatore può avvalersi di questi schemi, oppure può svilupparne di propri, con le medesime finalità.

Il primo esempio è tipicamente utilizzato nella progettazione di impianti nuovi, mentre il secondo è adatto per la gestione degli elementi critici di impianti già esistenti, per i quali i dati progettuali potrebbero non essere più disponibili e per i quali si deve fare riferimento alle esperienze pregresse inerenti le attività manutentive ed ispettive.

No.	DISPONIBILITA' / AFFIDABILITA'	RIFERIMENTO	MEZZI di VERIFICA
INSERIRE IDENTIFICATIVO ELEMENTO CRITICO PER LA SICUREZZA E L'AMBIENTE			
Obiettivi/scopo: descrivere la funzione dell'elemento critico, come soddisfa l'azione che deve svolgere			
ambito/apparecchio	No.	INTERAZIONI INTERNE	PS Ref.
Descrizione dei dispositivi/apparecchi/elementi strutturali effettivamente installati		Elencare quali altri elementi critici vengono interessati dall'elemento in esame	
NOTE			
No.	FUNZIONALITA'	RIFERIMENTO	MEZZI di VERIFICA
F1	Descrizione delle funzionalità, come requisiti richiesti: elenco	Inserire l'elenco dei riferimenti normativi e tecnici che richiedono la funzionalità F1 ed i documenti progettuali che la richiamano	Inserire l'elenco dei documenti di progetto dove è possibile verificare l'implementazione dell'elemento critico di sicurezza
F2			
F3			
FN			

Esempio 1

A1	Descrizione dell'affidabilità e della disponibilità dell'elemento critico in esame. Inserire il programma e le procedure di manutenzione e di ispezione	Inserire l'elenco dei riferimenti normativi e tecnici che richiedono la funzionalità F1 ed i documenti progettuali che la richiamano	Inserire l'elenco dei documenti di progetto dove è possibile verificare l'implementazione dell'elemento critico di sicurezza
A2			
A3			
AN			
No.	SOPRAVVIVENZA	RIFERIMENTO	MEZZI di VERIFICA
S1	Inserire tutti gli elementi atti a dimostrare la capacità di sopravvivenza dell'elemento critico in condizioni di pericolo quali fuoco, esplosioni, condizioni metereologiche avverse, etc.	Inserire l'elenco dei riferimenti normativi e tecnici che richiedono la funzionalità F1 ed i documenti progettuali che la richiamano	Inserire l'elenco dei documenti di progetto dove è possibile verificare l'implementazione dell'elemento critico di sicurezza
S2			
S3			
SN			

Esempio 2

N. SCHEDA	ELEMENTO CRITICO	DESCRIZIONE ELEMENTO CRITICO	OBIETTIVO	AMBITO DI APPLICAZIONE
	Inserire l'identificativo e il nome dell'elemento critico	Inserire la descrizione dell'elemento critico installato	Inserire la funzione dell'elemento critico	Inserire l'ambito in cui l'elemento critico è installato

SECE	FUNZIONALITA'		DISPONIBILITA'/AFFIDABILITA'				SOPRAVVIVENZA	INDIPENDENZA
Tipologia	Funzione	Criterio	Attività minima di garanzia	Misura di garanzia	Frequenza di verifica	Riferimenti attività minima di garanzia	Criteri di Sopravvivenza	Criteri Dipendenza/Indipendenza
Inserire il nome dell'elemento critico SECE 1	Inserire la Funzione F1 del SECE	Inserire il criterio di verifica che la Funzione F1 sia assolta	Inserire la descrizione delle attività minime di controllo e manutenzione dell'elemento critico	Inserire la descrizione delle misure di verifica adottate per il controllo dell'affidabilità/disponibilità dell'elemento critico	Inserire la frequenza delle verifiche sull'elemento critico	Inserire i riferimenti documentali all'esecuzione e delle verifiche	Inserire la descrizione dei criteri di sopravvivenza dell'elemento critico	Inserire l'elenco e la descrizione delle interdipendenze dell'elemento critico con altri elementi critici dell'impianto
	Inserire la Funzione F2 del SECE	Inserire il criterio di verifica che la Funzione F2 sia assolta
	Inserire la Funzione F3 del SECE	Inserire il criterio di verifica che la

		Funzio- ne F3 sia as- solta						
Inserire il nome dell'element o critico SECE 2								

2.7.1. REGISTRO DELLE SCHEDE DI VERIFICA

Le schede di verifica dovrebbero essere raccolte in un opportuno registro che possa permettere di identificare rapidamente la loro natura e i loro responsabili.

Nella Tabella 12 viene indicata una possibile strutturazione del registro degli elementi critici suddivisi per categorie e l'indicazione dei responsabili del singolo elemento individuato.

Tabella 12. Struttura del registro delle schede di verifica

Rif.	Elemento critico per la sicurezza e l'ambiente	Controllore degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente	Autorità tecnica
Prevenzione dei pericoli			
P1	Integrità strutturale	Ruolo: ingegnere strutturale del progetto	Ruolo: responsabile disciplina strutturale
P2	Gambe, sistemi di sollevamento e bloccaggio	Ruolo: ingegnere strutturale del progetto	Ruolo: responsabile disciplina strutturale
P3	Sistema per evitare collisioni	Ruolo: project manager	Ruolo: responsabile del progetto
Pn
Individuazione e controllo dei pericoli			
C1	Rilevamento presenza di gas infiammabili
C2	Rilevamento presenza di fiamme
C3	Sistema di controllo del fuoco e del gas
Cn
Mitigazione dei pericoli			
M1	Protezione caduta oggetti e equipaggiamento di sollevamento
M2	Costruzione resistente all'esplosione

M3	Sistema antincendio di protezione passiva
Mn	
E1	Allarme e sistema PA
Evacuazione, fuga e salvataggio			
E2	Uscite e strade di accesso ai rifugi temporanei
E3	Luci di emergenza
En	

3. ESEMPIO APPLICATIVO DEL DOCUMENTO "SISTEMI DI VERIFICA"

Si riporta un esempio applicativo di documento "Sistemi di verifica: elementi critici e standard delle prestazioni".

INDICE

Il documento si articola nei seguenti capitoli:

- A. Introduzione
- B. Scopo
- C. Definizioni e Abbreviazioni
- D. Responsabilità
- E. Contesto
- F. Elementi critici per la sicurezza e per l'ambiente
- G. Schede di verifica
- H. Registro delle schede di verifica

A. INTRODUZIONE

La piattaforma [nome], adibita alla produzione di gas, è inserita nel contesto del mare [nome] a circa ... km dalla costa italiana ... La profondità dell'acqua è di circa ... metri.

L'estrazione del gas del campo [nome] è realizzata mediante una piattaforma del tipo monopode; i pozzi perforati sono due a doppio completamento. La piattaforma è caratterizzata da unità di processo e servizi adatti al funzionamento per un impianto normalmente spresidiato/presidiato.

...

B. SCOPO

Lo scopo del presente documento è garantire che le attività di verifica vengano svolte attraverso l'impiego di criteri di prestazione completi, accurati e verificabili.

Il presente documento riporta gli elementi critici per la sicurezza e i criteri di prestazione che si applicano alla piattaforma [nome].

C. DEFINIZIONI E ABBREVIATIONI

Riportare ed adattare ove necessario il testo del paragrafo 2.3 “Definizioni”.

Lista delle abbreviazioni:

- API	- American Petroleum Institute
- BDV	- Blow down valve
- BS	- British Standards
- ESD	- Emergency Shutdown System
- ESDV	- Emergency Shutdown valve
- F&G	- Fire & Gas System
- FERA	- Fire and Explosion Risk Assessment
- HAZOP	- Hazard and Operability Study
- HSE	- Health & Safety Executive
- LEL	- Lower Explosive Limit
- P&ID	- Process & Instrumentation Diagram
- PA/GA	- Public Address / General alarm
- PFP	- Passive Fire Protection
- PSV	- Pressure Safety Valve
- SIL	- Safety Integrity Level
- 2ooN	- Co -incident detection between two devices out of N devices

D. CONTESTO

Gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente vengono suddivisi in 4 categorie:

- P: prevenzione dei pericoli;
- C: individuazione e controllo dei pericoli;
- M: mitigazione dei pericoli;
- E: evacuazione, fuga e salvataggio.

Vengono inoltre definiti i criteri di prestazione adottati; essi sono parametri che misurano o stabiliscono che l'idoneità e l'efficacia dell'elemento critico possano essere garantiti e verificati. Sono requisiti necessari che devono essere mantenuti attraverso il ciclo di vita dell'installazione. Sono definiti in termini di:

- Funzionalità (*functionality*): la definizione di quale funzione il componente è chiamato a svolgere in modo tale da rispondere alla sua funzione di sicurezza;
- Disponibilità (*availability*): fornisce la capacità dell'elemento di garantire l'accesso alle sue risorse in modo tempestivo per una durata specificata;
- Affidabilità (*reliability*): fornisce la capacità che il componente sia in grado di funzionare in maniera continua, in determinate condizioni e per un determinato periodo di tempo;
- “Sopravvivenza” (*survivability*): fornisce la garanzia che l'elemento critico sopravvivrà in caso di incidente grave e manterrà la sua funzione.

E. RESPONSABILITA'

Il documento è stato redatto dall'Operatore [...].

Il verificatore indipendente è la Società [...].

Per gli altri ruoli operativi ci si può riferire alla tabella della sezione H.

F. ELEMENTI CRITICI PER LA SICUREZZA E L'AMBIENTE

Gli elementi critici per l'impianto in esame sono stati individuati attraverso l'applicazione della metodologia HAZOP e per comparazione con impianti simili e vengono riportati nella tabella di seguito.

Prevenzione dei pericoli	
P1	Integrità strutturale
P3	Sistema per evitare collisioni
P9	Sistema di blocco del processo
Individuazione e controllo dei pericoli	
C1	Rilevamento presenza di gas infiammabili
C3	Sistema di controllo del fuoco e del gas
C4	Sistema di blocco di emergenza
C12	Drenaggi aperti (sostanze pericolose)
Mitigazione dei pericoli	
M1	Protezione caduta oggetti e equipaggiamento di sollevamento
M2	Costruzione resistente all'esplosione
M3	Protezione passiva dal fuoco
Evacuazione, fuga e salvataggio	
E1	Sistema di allarme al pubblico
E2	Uscite e strade di accesso ai rifugi temporanei
E7	Scialuppe di salvataggio

G. SCHEDE DI VERIFICA

Per la piattaforma [nome] le schede di verifica vengono sviluppate per le seguenti categorie di elementi critici:

Categoria "P": prevenzione dei pericoli:

- P1 Integrità strutturale;
- P3 Sistema per evitare collisioni;
- P9 Sistema di blocco del processo.

Categoria "C": identificazione e controllo dei pericoli:

- C1 Rilevamento presenza di gas infiammabili;
- C3 Sistema di controllo del fuoco e del gas;
- C4 Sistema di blocco di emergenza;

- C12 Drenaggi aperti (sostanze pericolose).

Categoria "M": mitigazione dei pericoli:

- M1 Protezione caduta oggetti e equipaggiamento di sollevamento;
- M2 Costruzione resistente all'esplosione;
- M3 Protezione passiva dal fuoco.

Categoria "E": evacuazione, fuga e salvataggio:

- E1 Sistema di allarme al pubblico;
- E2 Uscite e strade di accesso ai rifugi temporanei;
- E7 Scialuppe di salvataggio.

NOTA: di seguito si forniscono gli esempi di compilazione di alcune schede di verifica. Nel documento da fornire all'Autorità dovrà essere compilata una scheda per ciascun elemento critico.

P1: INTEGRITA' STRUTTURALE

Obiettivi/scopo: prevedere sicure, idonee ed effettive strutture che minimizzino la perdita di integrità strutturale a causa di caduta oggetti o carichi accidentali

ambito /apparecchio		No.	INTERAZIONI INTERNE	PS Ref.		
La struttura è composta da: Jacket Struttura (topside) Struttura candela fredda Gru ----		11	Dispositivi di sollevamento e protezione caduta oggetti	M1		
		12	Protezione passiva al fuoco	M2		
					
NOTA:						
No.	FUNZIONALITA'	RIFERIMENTO			MEZZI di VERIFICA	
F1	Supportare nell'arco del ciclo di vita di 35 anni la struttura topside della piattaforma, che comprende apparecchiature, carichi operativi, neve e ghiaccio, considerando il limite superiore di [...] ton.	ISO 19900 Petroleum and natural gas industries – General requirements for offshore structures ISO 19901-1÷7 Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures			Criteri di progetto strutturale, documento n°00S1 Premesse di progetto strutturale, documento n°00S2 Report... documento n° 00S3	
F2	Mantenere una distanza minima di 1,5 m sopra la cresta dell'onda dei 100 anni.	ISO 19901-1÷7 Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures			Criteri di progetto strutturale, documento n°00S1	
F3	Mantenere il supporto al rifugio temporaneo e la sua integrità durante gli scenari di incendio	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries- control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- requirements and guide-lines			Criteri di sicurezza, documento n°00H3	
Fn	

No.	DISPONIBILITA' / AFFIDABILITA'	RIFERIMENTO	MEZZI di VERIFICA
A1	Il danneggiamento totale del rifugio temporaneo deve avere frequenza inferiore a 5×10^{-4} dovuto a condizioni ambientali estreme, terremoto e collasso strutturale.	Dato di base del progetto	Criteri di sicurezza, documento n°00H3
AN
No.	SOPRAVVIVENZA	RIFERIMENTO	MEZZI di VERIFICA
S1	Resistere ad un terremoto di alta magnitudo, con una frequenza di accadimento molto bassa	Dato di base del progetto	Criteri di progetto strutturale, documento n°00S1
S2	La struttura primaria deve mantenere l'integrità del rifugio temporaneo a seguito di un'onda di sovrappressione da esplosione	ISO 19901-1÷7 Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures	Criteri di progetto strutturale, documento n°00S1 Report strutturale, documento n° 00S3
Sn

P3: SISTEMA PER EVITARE COLLISIONI

Obiettivi/scopo: Prevedere un sistema per segnalare la presenza dell'impianto a imbarcazioni e aerei e prevedere un sistema che monitori il traffico marino nella zona di sicurezza e dia l'allarme in caso di pericolo di collisione

ambito /apparecchio		No.	INTERAZIONI INTERNE	PS Ref.		
Il sistema è composta da: Sistema di aiuto alla navigazione (navigation aids) Sistemi di avviso presenza imbarcazioni Sirena da nebbia (fog horn) Sistema radar e di allarme ----		11	Eliporto	E4		
		12	Comunicazioni esterne	E6		
		13	Generatore di emergenza	E9		
				
NOTA:						
No.	FUNZIONALITA'	RIFERIMENTO			MEZZI di VERIFICA	
F1	Il sistema di navigazione e allarme deve essere in accordo con il dipartimento dei trasporti relativo ad aiuti alla navigazione e al traffico marittimo	International Civil Aviation Organisation ICAO, Annex 14, Volume II: Heliports			Specifiche del sistema aiuto alla navigazione, documento n° 001	

F2	L'imbarcazione di soccorso deve essere equipaggiata con sistemi di comunicazione in grado di mettere in contatto tutte le imbarcazioni nel suo raggio di copertura radar e devono essere collegati con il centro di riferimento del sistema esterno di risposta alle emergenze	Piano di risposta alle emergenze	Specifica di fornitura delle scialuppe di salvataggio, documento n°00Z1
Fn
No.	DISPONIBILITA' / AFFIDABILITA'	RIFERIMENTO	MEZZI di VERIFICA
A1	I sistemi di aiuto alla navigazione e le sirene di allarme devono essere disponibili durante tutto il periodo operativo e devono intervenire quando richiesto. Qualsiasi guasto dei sistemi deve essere considerato inaccettabile e le cause primarie di guasto devono essere immediatamente rettificate. Una valutazione del rischio dovrebbe essere condotta per valutare le conseguenze del guasto, le luci di aiuto alla navigazione e le sirene di allarme devono essere rifornite attraverso un sistema di ricarica duale al fine di garantire un'elevata affidabilità	International Civil Aviation Organisation ICAO	Specifica di fornitura del sistema, documento n°00Z2
A2	Sono definiti un piano adeguato di test del sistema ed una programmazione adeguata della manutenzione	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries- control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- requirements and guidelines Specifiche del fornitore sulle attività di test e manutenzione	Programma di ispezione e manutenzione del sistema, documento n° 00T5
An
No.	SOPRAVVIVENZA	RIFERIMENTO	MEZZI di VERIFICA

S1	Il pannello di controllo dell'aiuto alla navigazione deve essere protetto dai grandi rischi attraverso la corretta posizione	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries- control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- requirements and guidelines	Criteri di progettazione elettrici, documento n° 00H1
Sn
P9: SISTEMA DI BLOCCO DEL PROCESSO			

Obiettivi/scopo: Prevedere dispositivi per l'isolamento sicuro ed effettivo degli apparecchi nelle condizioni di anomalie di processo					
ambito /apparecchio		No.	INTERAZIONI INTERNE	PS Ref.	
Il sistema è composta da: Valvole di sezionamento Sistema di controllo/blocco del processo ----		11	Sistema F&G	C3	
		12	Sistema di blocco ESD	C4	
		13	Generatore di emergenza	E9	
			
NOTA:					
No.	FUNZIONALITA'	RIFERIMENTO		MEZZI di VERIFICA	
F1	Il blocco del processo deve avvenire attraverso una logica strumentata e adeguatamente progettata	API RP 14 C Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms		Filosofia di blocco e sezionamento, documento n° 00F1 ESD logic diagrams, documenti n° 00F2 ÷ 00F30	
F2	Tutte le valvole SDV devono porsi in caso di guasto in posizione chiusa	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries- control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- requirements and guidelines		Criteri di sicurezza, documento n°00H3 Filosofia di blocco e sezionamento, documento n° 00F1	
Fn	
No.	DISPONIBILITA' / AFFIDABILITA'	RIFERIMENTO		MEZZI di VERIFICA	

A1	Il sistema deve essere mantenuto in accordo alla classificazione SIL	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries- control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- requirements and guidelines	Criteria di sicurezza, documento n°00H3 Filosofia di blocco e sezionamento, documento n° 00F1 SIL verification report, documento n° 00H55
A2	Sono definiti un piano adeguato di test del sistema ed una programmazione adeguata della manutenzione	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries- control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- requirements and guidelines Specifiche del fornitore sulle attività di test e manutenzione	Programma di ispezione e manutenzione del sistema, documento n° 00T9
An
No.	SOPRAVVIVENZA	RIFERIMENTO	MEZZI di VERIFICA
S1	Le valvole di blocco devono essere resistenti al fuoco	API 6FA Specification for Fire Test for Valves BS EN ISO 10497:2010 Testing of valves. Fire type-testing requirements	Criteria di progetto, strumentazione e controllo, documento n° 00C4
Sn

C1: RILEVAMENTO PRESENZA GAS INFIAMMABILI

Obiettivi/scopo: Provvedere al continuo monitoraggio di presenza di gas infiammabili e sua individuazione per avvisare il personale e dare allarme

ambito /apparecchio		No.	INTERAZIONI INTERNE	PS Ref.		
Il sistema è composta da: Sensori gas puntiformi Sensori gas ultravioletti ----		11	Sistemi interconnessi PA/GA system	E1		
		12	Generatore di emergenza	E9		
		13	Sistema F&G	C3		
		14	Sistema di blocco ESD	C4		
NOTA:				
No.	FUNZIONALITA'	RIFERIMENTO			MEZZI di VERIFICA	
F1	Il posizionamento dei sensori e il loro orientamento devono essere in accordo agli scenari identificati nel FERA e devono essere realizzato con una combinazione di sensori del tipo infrarossi e a campo aperto con logica 2ooN (N>=3)	Criteri di sicurezza, documento n°00H3 Criteri di progetto, strumentazione e controllo, documento n° 00C4			Specifica di fornitura sistema F&G	
F2	I sensori puntiformi devono essere idonei a rilevare il gas in automatico ai seguenti valori 10% LEL per conferma presenza gas livello 1 25% LEL per conferma presenza gas livello 2	Criteri di sicurezza, documento n°00H3 Criteri di progetto, strumentazione e controllo, documento n° 00C4			Specifica di fornitura sistema F&G	
Fn	
No.	DISPONIBILITA' / AFFIDABILITA'	RIFERIMENTO			MEZZI di VERIFICA	

A1	I sistemi di rilevamento gas devono essere disponibili durante tutto il periodo operativo e devono intervenire quando richiesto. Qualsiasi guasto dei sistemi devono essere considerati inaccettabili e le cause primarie di guasto devono essere immediatamente rettificate.	Criteri di sicurezza, documento n°00H3 Criteri di progetto, strumentazione e controllo, documento n° 00C4	Specifica di fornitura sistema F&G
A2	Sono definiti un piano adeguato di test del sistema ed una programmazione adeguata della manutenzione	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries- control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- requirements and guidelines Specifiche del fornitore sulle attività di test e manutenzione	Programma di ispezione e manutenzione del sistema, documento n° 00T1
An
No.	SOPRAVVIVENZA	RIFERIMENTO	MEZZI di VERIFICA
S1	I sensori F&G devono garantire una copertura ridondante sulle medesime aree	Criteri di sicurezza, documento n°00H3 Criteri di progetto, strumentazione e controllo, documento n° 00C4	Matrice causa effetto, documento n° 00M1 Planimetrie disposizioni sensori, documenti n° 00G2 ÷ 00G30
Sn

M1: PROTEZIONE CADUTA OGGETTI E EQUIPAGGIAMENTO DI SOLLEVAMENTO

Obiettivi/scopo: assicurare mezzi idonei, sicuri ed appropriati per il sollevamento di apparecchi e proteggere la struttura per caduta oggetti

ambito /apparecchio		No.	INTERAZIONI INTERNE	PS Ref.		
Il sistema è composta da: Gru (1x50 ton) ----		11	Integrità strutturale	P1		
		12	Integrità dei sistemi di contenimento	P4		
		13	Integrità condotte di risalita	P5		
			
NOTA:						
No.	FUNZIONALITA'	RIFERIMENTO			MEZZI di VERIFICA	
F1	Il sistema di protezione della gru deve funzionare su richiesta Il braccio di sollevamento deve avere interruttori di limitazione per operare in modo corretto	ASTM F1166 – 07 Standard Practice for Human Engineering Design for Marine Systems, Equipment, and Facilities			Specifica di fornitura della gru e specifica tecnica, documento n° OOR1	
F2	Il sistema di sollevamento della gru in caso di guasto si deve bloccare in posizione sicura	ASTM F1166 – 07 Standard Practice for Human Engineering Design for Marine Systems, Equipment, and Facilities			Specifica di fornitura della gru e specifica tecnica, documento n° OOR1	
Fn	
No.	DISPONIBILITA' / AFFIDABILITA'	RIFERIMENTO			MEZZI di VERIFICA	

A1	Il sistema di protezione della caduta oggetti deve essere disponibile continuamente durante le manovre di sollevamento al di sopra di apparecchi che contengono idrocarburi.	ASTM F1166 – 07 Standard Practice for Human Engineering Design for Marine Systems, Equipment, and Facilities Criteri di sicurezza, documento n°00H3	Studio caduta oggetti, documento n° 00JB1 Studio QRA, documento n° 00JB2
A2	Sono definiti un piano adeguato di test del sistema ed una programmazione adeguata della manutenzione	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries- control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- requirements and guidelines Specifiche del fornitore sulle attività di test e manutenzione	Programma di ispezione e manutenzione del sistema, documento n° 00T62
An
No.	SOPRAVVIVENZA	RIFERIMENTO	MEZZI di VERIFICA
S1	
Sn
E2: USCITE E STRADE DI ACCESSO AI RIFUGI TEMPORANEI			

Obiettivi/scopo: provvedere percorsi che il personale può utilizzare per muoversi in sicurezza in caso di eventi pericolosi e raggiungere facilmente il punto di raccolta					
ambito /apparecchio		No.	INTERAZIONI INTERNE	PS Ref.	
Il sistema è composta da: <i>Vie di fuga</i> <i>cartellonistica</i> ----		11	Luci di emergenza	E3	
			
NOTA:					
No.	FUNZIONALITA'	RIFERIMENTO			MEZZI di VERIFICA
F1	Ciascuna area di lavoro della piattaforma deve avere almeno due vie di fuga alternative e contrapposte	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries- control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- requirements and guide-lines			Planimetrie delle vie di fuga, documento n°00F1 ÷ 00F5
F2	Ciascuna via di fuga deve essere chiaramente identificabile attraverso segnaletica ed essere adeguatamente segnalata	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries- control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- requirements and guide-lines			Planimetrie delle vie di fuga, documento n°00F1 ÷ 00F5 Planimetrie segnaletica, documento n°00O1 ÷ 00O5
Fn
No.	DISPONIBILITA' / AFFIDABILITA'	RIFERIMENTO			MEZZI di VERIFICA

A1	Tutte le vie di fuga devono rimanere libere in ogni momento	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries- control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- requirements and guidelines Criteri di sicurezza, documento n°00H3	Programma di ispezione e manutenzione del sistema, documento n° 00T59
An
No.	SOPRAVVIVENZA	RIFERIMENTO	MEZZI di VERIFICA
S1	
Sn

H. REGISTRO DELLE SCHEDE DI VERIFICA

Le schede di verifica vengono gestite dai responsabili come di seguito riportati

Rif.	Elemento critico per la sicurezza e l'ambiente	Controllore degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente	Autorità tecnica
Prevenzione dei pericoli			
P1	Integrità strutturale	Ruolo: ingegnere strutturale del progetto [Nome Cognome]	Ruolo: responsabile disciplina strutturale [Nome Cognome]
P3	Sistema per evitare collisioni	Ruolo: ingegnere strutturale del progetto [Nome Cognome]	Ruolo: responsabile disciplina strutturale [Nome Cognome]
P9	Sistema di blocco del processo	Ruolo: ingegnere di processo [Nome Cognome]	Ruolo: responsabile disciplina ingegneria di processo e sicurezza [Nome Cognome]
Individuazione e controllo dei pericoli			
C1	Rilevamento presenza di gas infiammabili	Ruolo: ingegnere strumentale [Nome Cognome]	Ruolo: responsabile disciplina strumentazione e controllo [Nome Cognome]
C3	Sistema di controllo del fuoco e del gas
C4	Sistema di blocco di emergenza
Mitigazione dei pericoli			
M1	Protezione caduta oggetti e equipaggiamento di sollevamento	Ruolo: ingegnere meccanico [Nome Cognome]	Ruolo: responsabile disciplina meccanica [Nome Cognome]
M2	Costruzione resistente all'esplosione
M3	Sistema antincendio di protezione passiva
Evacuazione, fuga e salvataggio			
E1	Allarme e sistema PA
E2	Uscite e strade di accesso ai rifugi temporanei	Ruolo: ingegnere di processo e sicurezza [Nome Cognome]	Ruolo: responsabile disciplina ingegneria di processo e sicurezza [Nome Cognome]
E3	Luci di emergenza

BIBLIOGRAFIA

- [1] HSE UK, *“The offshore installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc) Regulations 2015”*, Regulation 13, 2015
- [2] *Step change in safety, “Assurance & verification practitioner’s guide”*, 2011
- [3] DNV-GL RP G104, *“Identification and management of environmental barriers”*, 2015
- [4] HSE UK, *“Prevention of fire and explosion, and emergency response on offshore installations Offshore Installations (Prevention of Fire and Explosion, and Emergency Response) Regulations 1995, Approved Code of Practice and Guidance”*, paragrafo 58, 2016.

Allegato 6 ***Metodologia SIMOPS***

SOMMARIO

Sommario	325
1. Operazioni COMBinate (simultaneous operations - SIMOPS)	326
1.1. Introduzione.....	326
1.2. Esempi di attività combinate.....	326
2. Metodologia analisi SIMOPS	328
2.1. Descrizione dell'approccio.....	328
2.2. Template per un worksheet HAZID.....	328
2.3. Criteri per la valutazione dei rischi per le operazioni combinate.....	329
2.4. Criterio di accettabilità di operazioni combinate – Matrice SIMOPS	329

1. OPERAZIONI COMBinate (SIMULTANEOUS OPERATIONS - SIMOPS)

Questo allegato riporta una proposta di metodo per affrontare lo studio delle operazioni combinate.

1.1. INTRODUZIONE

Lo scopo dell'analisi SIMOPS è esaminare tutte le operazioni combinate gestite da attori differenti; in particolare si è interessati alle attività combinate tra perforazione e produzione. I risultati dell'analisi delle operazioni combinate solitamente sono rappresentati sotto forma di matrice delle interferenze che permette di identificare quali operazioni combinate sono permesse, quali non permesse e quali devono essere specificatamente valutate per identificare le misure preventive e mitigative da adottare per poi autorizzarle. La matrice è un valido strumento per gli incontri di programmazione giornaliera tra i responsabili della perforazione e della produzione per garantire che le operazioni siano svolte in piena sicurezza.

Ciascuna attività programmata, sia di perforazione che di produzione, dovrebbe essere analizzata in sessioni multidisciplinari, con un approccio HAZID. L'obiettivo di queste sessioni dovrebbe essere la stesura di una matrice SIMOPS completa.

In particolare le attività prevedono:

- Identificazione e definizione delle operazioni programmate che potrebbero essere potenzialmente svolte in simultanea, in particolare perforazione e produzione (questa "azione" dovrebbe essere già sviluppata prima dell'inizio delle sessioni, per esempio con interviste mirate ai responsabili di ciascuna operazione);
- Analisi con approccio HAZID per ciascuna attività (questa parte dello studio viene sviluppata durante le sessioni, con la partecipazione di tutti i responsabili coinvolti);
- Compilazione della matrice SIMOPS e sua finalizzazione.

La matrice SIMOPS che viene applicata al progetto viene elaborata a seguito di una analisi delle "barriere" che la Compagnia mette in atto. La matrice SIMOPS è uno strumento che gli attori coinvolti possono quotidianamente utilizzare per esaminare e decidere, in funzione delle barriere che le Compagnie mettono in atto per ottimizzare l'esecuzione delle diverse attività, le azioni simultanee da valutare in ogni circostanza. Le barriere sono, per esempio:

- Permessi di lavoro
- Frequenti riunioni di coordinamento
- Relazioni su problematiche emerse nelle attività verificatesi durante precedenti attività di SIMOPS.

Tali barriere garantiscono che operazioni "teoricamente" non ammesse come operazioni combinate possano avvenire.

1.2. ESEMPI DI ATTIVITÀ COMBinate

Una lista, non esaustiva, di attività per ciascuna fase viene proposta per meglio illustrare il metodo suggerito. Essa viene proposta sulla base di riferimenti bibliografici e da esperienze impiantistiche.

Le liste sviluppate per lo specifico progetto dovrebbero essere validate da tutti i partecipanti alle sessioni.

Perforazione
<i>Skidding rig</i>
<i>Conductor pipe drilling</i>
<i>Routine drilling</i>

<i>Lifting And Handling Of Drilling Equipment</i>
<i>Drilling in reservoir</i>
<i>Directional Drilling With SR<2</i>
<i>Jarring/Overpulling</i>
<i>Lost Circulation</i>
<i>Kick Control</i>
<i>Drilling In Shallow Gas Zones</i>
<i>Loss of a Barrier</i>
<i>Electric Wireline Requiring Radio Silence</i>
<i>Slickline Activities</i>
<i>Completion/Installation Of Xmas Tree</i>
<i>Coiled Tubing Activities</i>
<i>Workover</i>
<i>Rig Power Shutdown</i>
Produzione
<i>Normal Production</i>
<i>Stimulation/Acid Job</i>
<i>Wellhead Maintenance</i>
<i>Well Test/ Flaring</i>
<i>Flaring</i>
<i>Production Start-Up/Shutdown</i>
<i>Inspection, Testing And Maintenance</i>
Hook-up
<i>Blasting</i>
<i>Insulation</i>
<i>Supply vessel approach (items or materials)</i>
<i>Hot work for flowline spool connection</i>
Commissioning
<i>F&G system helideck test</i>
<i>Sea water pump and filtering system test</i>

2. METODOLOGIA ANALISI SIMOPS

2.1. DESCRIZIONE DELL'APPROCCIO

La sessione HAZID dovrebbe avere lo scopo di analizzare ciascuna principale attività, in particolare di perforazione e produzione. Durante la sessione dovrebbero essere identificati i pericoli e le deviazioni principali relativi alla singola attività, correlati da una valutazione di rischio. Sulla base dei risultati raggiunti si dovrebbe definire una matrice SIMOPS.

2.2. TEMPLATE PER UN WORKSHEET HAZID

L'HAZID, dedicato alle SIMOPS, dovrebbe riportare tutti i dati necessari all'identificazione e alla classificazione dei pericoli.

Si propone, di seguito, una proposta di *template* per una'HAZID *Worksheet*.

ID numero Attività	Descrizione dell'attività	Apparecchiature	Deviazioni	Cause	Conseguenze	Barriere	Classificazione tipologia pericolo	Indice di rischio	Commenti/note

Nel *Worksheet*, la terminologia utilizzata è descritta come segue:

Termine	Descrizione
ID numero Attività	Ogni attività viene identificata con un numero identificativo
Descrizione attività	Riporta la descrizione dell'attività prevista
Apparecchiature	Sono identificate ed elencate tutte le principali apparecchiature coinvolte nelle attività
Deviazioni	Ogni potenziale deviazione / problema che può pregiudicare la sicurezza o lo svolgimento regolare di ogni attività è identificata/o ed elencata/o
Cause	Per ogni deviazione considerata, sono identificate ed elencate le possibili cause
Conseguenze	Sono effettuate delle considerazioni qualitative circa le conseguenze / effetti sulla piattaforma causate da ogni singola deviazione. Se del caso, sono effettuate delle considerazioni circa le conseguenze su altri apparecchi coinvolti.
Barriere	Sono individuate tutte le barriere preventive e mitigative, sia progettuali che gestionali, previste
Classificazione tipologia pericolo	Ciascuna deviazione viene associata ad un predefinito parametro o parametri (stabilito dalla Company) per fissare un criterio di base decisionale per tenere conto delle possibili interferenze tra attività diverse simultanee. Tale/i parametro/i dovrebbe individuare un criterio di valutazione del rischio di interferenza in caso di attività simultanee.
Indice di rischio	Indice per parametrizzare il pericolo della singola attività presa in esame.
Commenti/Note	Commenti addizionali

2.3. CRITERI PER LA VALUTAZIONE DEI RISCHI PER LE OPERAZIONI COMBinate

Allo scopo di valutare il rischio legato al verificarsi di due azioni simultanee si suggerisce di tener conto dei seguenti criteri di tipo qualitativo:

- tipologia dei pericoli legati alle singole attività;
- valutazione del rischio per ogni singola attività;
- posizione/distanza a cui si svolgono le attività.

A seguire, alla luce dei risultati valutati, si stima la compatibilità e il rischio legato alle attività svolte simultaneamente.

A titolo di esempio, considerando solo i pericoli legati alle singole attività, potrebbero essere considerate come incompatibili le attività che possono comportare i seguenti scenari:

- attività che possono determinare un rilascio di sostanze infiammabili o esplosive vs attività che possono generare sorgenti di innesco;
- attività che possono generare sorgenti d'innesco vs attività di *venting*;
- attività che possono determinare un rilascio di sostanze infiammabili o esplosive vs attività che possono compromettere l'efficacia delle vie di fuga;
- attività che possono determinare un rilascio di sostanze tossiche vs attività che possono compromettere l'efficacia delle vie di fuga.

Due attività che, a causa dei pericoli che presentano, sono incompatibili, potrebbero diventare compatibili ad esempio nel caso in cui la Compagnia adottasse sufficienti barriere per garantire un livello di rischio basso per ogni singola attività oppure se venissero svolte in zone lontane.

2.4. CRITERIO DI ACCETTABILITÀ DI OPERAZIONI COMBinate – MATRICE SIMOPS

La matrice SIMOPS rappresenta uno strumento che in modo sistematico e sintetico visualizza tutte le correlazioni tra le attività considerate e ne indica:

- Quali attività possano essere svolte simultaneamente senza alcuna restrizione: PERMESSE;
- Quali attività possano essere svolte simultaneamente con qualche restrizione: DA AUTORIZZARE CON SPECIFICO PERMESSO DI LAVORO;
- Quali attività non possono essere svolte simultaneamente: NON PERMESSE.

La matrice SIMOPS definisce la base per la stesura del piano di lavoro delle azioni combinate, risultante dalle analisi e decisioni legate alla sicurezza e dai criteri di valutazione del rischio.

L'approccio è di tipo HAZID, sulla base dell'esperienza sul campo, dei criteri di sicurezza, e degli aspetti normativi (quando applicabili) e di considerazioni di ingegneria impiantistica.

Un esempio di matrice SIMOPS è proposta in Figura 36.

		SIMOPS MATRIX																
Activity ID Number			
Activity ID Number	SIMOPS MATRIX LIST OF ACTIVITIES	General rig operations	Activity A.1	Activity A.2	...	Drilling operations	Activity B.1	Activity B.2	...	Other activities	Activity C.1	Activity C.2	...	Production operations	Activity D.1	Activity D.2	...	
		General rig operations																
...	Activity A.1	NA	G			NA	R	Y			R	R	Y			R	R	R
...	Activity A.2	NA				R	G	G			G	Y	G			G	R	R
...	...					G	Y	R			R	Y	G			G	R	R
Drilling operations																		
...	Activity B.1					G	Y				R	G	Y			G	G	G
...	Activity B.2						Y				Y	Y	Y			G	R	G
...	...										G	G	G			G	Y	Y
Other activities																		
...	Activity C.1										Y	G	G			R	Y	Y
...	Activity C.2											G				R	Y	R
...	...															R	Y	G
Production operations																		
...	Activity D.1															G	Y	G
...	Activity D.2																Y	Y
...	...																	Y
...	...																	

NA	Not Applicable
G	Permitted
Y	To be authorized by special approval
R	Not Permitted

Figura 36. Esempio di matrice SIMOPS

Allegato 7
Concetti di base per la dismissione di un impianto di produzione

SOMMARIO

1. Generalità	334
1.1. Scopo.....	334
1.2. Termini, definizioni e abbreviazioni.....	334
2. L'impianto da dismettere: aspetti critici	335
3. Scelta della tecnologia e del metodo per la dismissione	335
3.1. Programma di dismissione	336
3.2. Fasi temporali processo di dismissione.....	338
3.2.1. Chiusura mineraria.....	338
3.2.2. Attività preliminari alla dismissione.....	338
3.2.3. Ingegneria di dettaglio	338
3.2.4. Sopralluoghi	338
3.2.5. Ingegnerizzazione degli interventi	338
3.2.6. Logistica.....	339
3.2.7. Rimozione delle strutture.....	340
3.2.8. Destinazione finale delle strutture	341
4. Elementi di identificazione dei pericoli.....	341
4.1. Introduzione	341
4.1.1. Esempi di fonti di pericolo	341
4.2. Job Hazard Analysis, Analisi dei pericoli per attività.....	345
4.2.1. Liste di controllo	345
4.2.2. Il sollevamento carichi: l'attività di base della dismissione.....	343
4.3. Raccomandazioni per migliorare la sicurezza.....	347
Bibliografia	348

1. GENERALITÀ

Oltre al D.Lgs 145/2015, ai sensi del quale, in caso di smantellamento di un impianto occorre presentare una Relazione grandi rischi modificata (Art. 12, comma 5), in Italia vige il DPR 24 maggio 1979, n. 886 [Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli Idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale]. Esso impone che lo smantellamento di una piattaforma fissa di produzione debba essere totale, come richiesto dall'articolo 63:

Art. 63- Chiusura mineraria dei pozzi

La chiusura mineraria di un pozzo deve essere autorizzata dall'ingegnere capo della sezione idrocarburi.

Salvo eccezione autorizzata da quest'ultimo, sentiti i Ministeri della marina mercantile e della difesa marina, la parte della tubazione di rivestimento o altra installazione che emerga dal fondo marino deve essere totalmente rimossa.

La rimozione di una piattaforma si inserisce solitamente nel contesto più ampio di una "campagna di rimozione" di più piattaforme che abbiano *terminato* la loro vita produttiva.

Ciò è dovuto essenzialmente al fatto che l'impegno dei mezzi navali e tutta la catena delle operazioni di smantellamento, trasporto, rottamazione e smaltimento dei materiali comporta un notevole sforzo economico e gestionale che può portare usualmente un beneficio solo se affrontato per un numero maggiore di piattaforme.

Ciò non toglie che, in caso di piattaforme in condizioni di obsolescenza o che presentino particolari eventuali pericoli, non si debba procedere anche singolarmente alla loro rimozione.

1.1. SCOPO

Lo scopo di questo allegato è quello di identificare i concetti alla base del processo di dismissione per poter sviluppare tutte le attività ed i documenti che costituiscono la Relazione sui grandi rischi modificata in caso di dismissione di un impianto di produzione.

1.2. TERMINI, DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI

Nel presente testo Dismissione e *Decommissioning* sono da considerarsi sinonimi.

“Dismissione” o “*Decommissioning*”: l'insieme delle operazioni finalizzate alla messa in sicurezza e alla rimozione degli impianti utilizzati per l'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi compresa la chiusura mineraria dei pozzi [Dal Decreto Direttoriale 22 marzo 2011 Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 15, comma 5 del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011];

“Smantellamento”: operazioni di demolizione e rimozione delle strutture primarie e secondarie di una installazione fissa nel luogo in cui ha operato e, “smontato”, deve essere interpretato in accordo.

Strutture “*Topside*” o “emerse” o “in superficie”: tutte le strutture di sostegno dei “deck” (piani della piattaforma) dove sono installate tutte le apparecchiature di trattamento del fluido di giacimento e delle unità di servizio, dei moduli alloggi e supporto dei mezzi di salvataggio. Si includono anche le strutture in acciaio di supporto agli apparecchi forniti come “packages” su substrutture, chiamati moduli di supporto.

Jacket (piled steel platform): Tradizionale supporto per piattaforma fissa di servizio, di perforazione o produzione, composta da una struttura reticolare quasi totalmente sottomarina e solo parzialmente aerea in acciaio (*jacket*), fissata mediante pali (*pile*) a fondo mare che è poi sormontata da un ponte di lavoro in acciaio (*deck*), sul quale sono collocati i moduli di perforazione e di produzione, i moduli alloggio e uffici, uno o più impianti di perforazione e un ponte elicotteri e quanto necessario per la vita/operatività, sicurezza, della piattaforma stessa.

Condotte di impianto (*Flowline*): Tubazioni impiegate per il collegamento e il trasporto della produzione, sia essa prodotto dei singoli pozzi o proveniente da altre piattaforme/impianti a un collettore o a un centro di raccolta o di trattamento. Normalmente un campo di coltivazione, specialmente se *offshore*, può richiedere una serie di condotte di collegamento: di produzione (*production line*), di iniezione d'acqua (*water injection*), di *gas-lift*, di iniezione di inibitori (*chemical injection*), di monitoraggio del *casing* (*annulus monitoring*), etc.

Flowline sottomarine: Tubazioni sottomarine di collegamento tra più piattaforme o tra piattaforme e terra. Tutte queste linee sono poggiate ed interrato sul fondo marino e risalgono sul *jacket* con un tubo (*riser*), clampato ai *bracing* del *jacket*.

Conductor: Colonna di tubi di largo diametro posizionata a qualche decina di metri dal piano-piattaforma (piano pozzi) e posizionata nel fondo mare tramite sua battitura. La sua funzione è quella di sostenere le pareti del pozzo durante l'esecuzione del foro per la discesa dei *casings* di perforazione.

Riser: tubazione fissata ai *bracing* del *jacket* che funge da collegamento tra il *piping* di piattaforma e le *flowlines* sottomarine.

Cavidotto sottomarino: gruppo di cavi uniti opportunamente tra loro con la funzione di trasporto energia elettrica o segnali strumentali, tra una piattaforma ed un'altra o tra piattaforma e terra.

J-tube: tubazione di risalita dal fondo marino verso il *deck* dei cavi di cui sopra; clampato ai *bracing* del *jacket* come i *riser*.

2. L'IMPIANTO DA DISMETTERE: ASPETTI CRITICI

In molti casi, per installazioni con oltre vent'anni di vita, i dati ed i documenti dell'impianto potrebbero risultare non più disponibili, distrutte o difficilmente reperibili. Vi sono molti aspetti non noti rispetto alla demolizione di strutture *offshore* ormai obsolete che si avviano alla fine vita: i disegni ed i calcoli tecnici potrebbero non esistere più oppure i *jackets* ed i moduli potrebbero non essere più idonei strutturalmente per il sollevamento a causa sia di rimozione di qualche componente strutturale, sia di modifiche intercorse dal momento della loro installazione e potrebbe essere necessario qualche intervento di rinforzo. Potrebbero, quindi, essere necessari sopralluoghi dettagliati e lo sviluppo di idonee procedure che possano dare informazioni sullo stato della piattaforma, sulla sua geometria, sui materiali e sulla condizione effettiva.

I dati e le informazioni potrebbero essere reperiti anche dagli Enti (UNMIG) che detengono copia dei documenti oltreché dall'Operatore stesso. Un'altra fonte di importanti informazioni sono i Manuali Operativi, che potrebbero contenere dettagli sulle tubazioni e sulle strutture.

3. SCELTA DELLA TECNOLOGIA E DEL METODO PER LA DISMISSIONE

Ciascun impianto oil&gas è unico, progettato e costruito per una particolare localizzazione e soggetto allo stato di evoluzione della tecnologia disponibile al momento della sua progettazione, costruzione ed installazione.

La diversità e la varietà di complessità degli impianti di produzione suggerisce che non esista un'opzione unica di dismissione idonea per tutti i casi, in modo particolare per la dismissione completa di un impianto, anche se le problematiche possono essere similari.

La decisione sulla migliore procedura di dismissione per ciascun impianto, e le relative condotte, è un processo rigoroso che richiede il più alto grado di responsabilità ed attenzione allo scopo di bilanciare la protezione, la salute e la sicurezza dell'ambiente e degli altri utenti del mare, con considerazioni tecnologiche ed economiche durante le attività di *decommissioning*.

In accordo alla OSPAR *Decision 98/3*, che si applica nel Nord-Est atlantico, e che può rappresentare un utile riferimento, la valutazione comparativa per la scelta della metodologia di dismissione dovrebbe tener conto dei seguenti punti [1]:

- Aspetti tecnico ingegneristici di ciascuna opzione in esame, includendo il riutilizzo, il riciclo e l'impatto associato con la pulitura, o la rimozione di prodotti trattati o utilizzati nell'impianto stesso, mentre la piattaforma è ancora in mare;
- La tempistica delle operazioni;
- Considerazioni sulla sicurezza associate alla rimozione e smaltimento e sui metodi di valutazione della salute e sicurezza sul lavoro;
- Impatti sull'ambiente marino, incluso l'esposizione ai contaminanti associati all'impianto, oltre che ad impatti biologici derivanti da effetti fisici in conflitto con la conservazione delle specie, la protezione dell'habitat e di colture marine ed altre interferenze con tutti gli altri legittimi "utenti" del mare;
- Impatti su altri compartimenti dell'ambiente, incluso le emissioni in atmosfera, trafile in mare, scarichi in mare ed effetti al suolo;
- Consumo di risorse naturali ed energia associati al riutilizzo e riciclo;
- Altre conseguenze sull'ambiente fisico che ci si potrebbero attendere come risultato dell'opzione in esame;
- Impatti sui servizi, le attività di comunità confinanti e sul futuro uso dell'ambiente.

3.1. PROGRAMMA DI DISMISSIONE

La dismissione è il processo che l'Operatore di una piattaforma e relative condotte intraprende allo scopo di pianificare, ottenere le autorizzazioni e realizzare la rimozione, lo smaltimento o il riutilizzo di una installazione offshore quando non è più idonea allo scopo. Si possono distinguere le seguenti fasi principali:

- Pianificazione, iter autorizzativi e approvazione delle Autorità competenti: questa fase prevede lo sviluppo delle alternative, la valutazione, la selezione e la messa in opera del processo di pianificazione dettagliato che include la preparazione della parte d'ingegneria e sicurezza;
- Ingegneria di dettaglio: essa ha l'obiettivo di assicurare che le attività correlate di carico e trasporto dei componenti, soggetti a nuove sollecitazioni da sforzo, non generino rotture per le nuove sollecitazioni operative;
- Fermata della produzione di olio e gas, abbandono dei pozzi sia sottomarini che di superficie, e loro messa in sicurezza: prevede il completamento delle fasi di *decommissioning* (chiusura mineraria, fermata impianto);
- Preparazione sequenze di sollevamento e rimozione di tutte le parti dell'installazione dal sito di produzione;
- Smaltimento o riutilizzo delle parti rimosse;
- Esecuzione di sopralluoghi e monitoraggi per il controllo della zona abbandonata;
- Trasporto dei carichi.

Nelle fasi decisionali della dismissione dell'impianto sussistono molte incertezze [2] che derivano da:

- Età della struttura: ha sufficiente resistenza al sollevamento?
- Necessità di sezionare la struttura per permettere la rimozione in sicurezza dei vari moduli o predisposizione di ulteriori ganci (*lifting lug*) di sollevamento;
- Presenza di infiltrazioni di acqua nella struttura del *jacket*;
- Massa aggiuntiva a causa di agglomerati di flora/fauna marina;
- Installazioni limitrofe in attività che non permettono specifiche manovre di avvicinamento delle imbarcazioni di smantellamento;
- Movimenti relativi tra la nave di appoggio con la gru di sollevamento e quella di ricevimento materiale smontato.

La dismissione di un impianto dovrebbe essere realizzata con la consapevolezza che:

- La preparazione della piattaforma alla fase di rimozione è una responsabilità dell'Operatore;
- La richiesta di studi di ingegneria e di sopralluoghi deve essere considerata alla pari della fase di costruzione;
- Il corpo documentale dell'impianto deve essere mantenuto aggiornato e facilmente consultabile, fino a che la struttura e gli apparecchi non siano stati smantellati;
- Eventuali "nuove tecnologie" dovrebbero essere validate e qualificate;
- E' necessario documentare con relazioni idonee gli aspetti tecnici, contrattuali e di sicurezza;
- La pianificazione rappresenta il "cuore" dell'attività. La qualità della pianificazione dello smantellamento è l'evidenza della comprensione degli aspetti ambientali e di come ogni fase si pone in relazione con le altre. Ciò è particolarmente vero per le vecchie installazioni;
- La disponibilità delle gru e la loro affidabilità è riconosciuta come la criticità principale per l'avanzamento delle operazioni;
- Il problema delle aree di scarico e delle aree di deposito non deve essere sottovalutato. Nella fase di rimozione è richiesto un grandissimo numero di apparecchi, materiali da gestire e servizi aggiuntivi di sicurezza, e può rappresentare un ostacolo gravoso se non bene "ingegnerizzato";
- I mezzi adeguatamente attrezzati per il sollevamento di carichi pesanti non sono numerosi nel mercato e la loro (non) disponibilità rappresenta un collo di bottiglia.

Un tipico programma di smantellamento potrebbe essere, in conclusione [2]:

- Rimuovere tutti i prodotti dalle apparecchiature e dai sistemi;
- Installare tutti i servizi temporanei;
- Intraprendere tutte le attività preparatorie alla demolizione;
- Rimuovere i moduli (*packages*) dell'impianto;
- Installare i sistemi temporanei di aiuto alla navigazione (NAVAID);
- Smantellare tutti i sistemi di salvataggio fissi;
- Collegare l'imbarcazione di sollevamento tramite idonei pontoni;
- Intraprendere le attività di taglio finali;
- Rimuovere la piattaforma e il *jacket*.

In caso di condizioni climatiche avverse, le attività dovranno essere ripianificate di conseguenza.

Un programma dettagliato di rimozione del *jacket* deve essere concordato con il contraffista responsabile dell'operazione.

3.2. FASI TEMPORALI PROCESSO DI DISMISSIONE

3.2.1. CHIUSURA MINERARIA

Al termine della vita mineraria di un giacimento, si procede alla completa chiusura dei pozzi in progetto.

Scopo di quest'attività è evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato e garantire l'isolamento dei diversi strati, ripristinando le chiusure formazionali. La chiusura mineraria è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza.

La chiusura mineraria è trattata nella Linea Guida Cap. 7, "Comunicazione operazioni di pozzo".

3.2.2. ATTIVITÀ PRELIMINARI ALLA DISMISSIONE

Prima di procedere alle vere e proprie operazioni di rimozione della piattaforma, a bordo della piattaforma stessa devono essere svolte delle attività preliminari atte ad evitare qualsiasi pericolo di inquinamento del mare durante le fasi successive.

Il primo accorgimento sarà quello di asportare, con mezzi navali idonei al trasporto, i liquidi eventualmente ancora presenti a bordo, prodotti di processo oppure necessari al processo stesso, che potenzialmente potrebbero essere inquinanti (glicole, olio, prodotti della separazione, drenaggi di piattaforma). Questi dovrebbero essere smaltiti a terra secondo le normali procedure.

Una volta eliminati i liquidi, si potrà procedere ad isolare le diverse unità di impianto, quali serbatoi e tubazioni, mediante sigillatura delle estremità delle tubazioni. Le tecniche sono di diverso tipo e vanno dalla ciecatura delle linee per mezzo di tappi meccanici all'iniezione di schiume che solidificandosi creano un tappo all'interno delle tubazioni stesse.

Terminate queste attività preliminari si procederà con le vere e proprie operazioni di taglio e rimozione della piattaforma.

3.2.3. INGEGNERIA DI DETTAGLIO

Le operazioni di dismissione dell'impianto e delle sue strutture offshore hanno problematiche generalmente simili a quelle di installazione delle strutture stesse. Al pari delle operazioni di installazione, anche quelle di *decommissioning* devono essere attentamente ingegnerizzate e devono seguire delle precise procedure in quanto, nella maggioranza dei casi, le strutture da rimuovere sono prossime al termine della propria vita operativa ed è quindi necessario considerare tutte le modifiche intervenute nel tempo.

3.2.4. SOPRALLUOGHI

La fase successiva all'ingegneria di dettaglio è l'esecuzione di adeguati sopralluoghi. Lo scopo è la verifica di congruenza con i dati reperiti e dello stato dell'impianto. Molti impianti nel corso della loro vita produttiva potrebbero aver subito modifiche di cui non è rimasta traccia nei documenti costruttivi, oppure la bonifica potrebbe risultare non essere stata completata, o, ancora, lo "stato di salute" della struttura potrebbe essere severamente compromessa. Il sopralluogo dovrebbe concludersi con la stesura di un report che dia nel dettaglio tutti gli esiti delle verifiche.

3.2.5. INGEGNERIZZAZIONE DEGLI INTERVENTI

La fase seguente è l'ingegnerizzazione degli interventi. In questa fase si possono definire le procedure, che sono funzione della tipologia dell'impianto, dello stato di conservazione, della capacità del mezzo disponibile o dei dispositivi stessi dell'impianto, per esempio se presente una gru potenzialmente utilizzabile.

Le differenti metodologie per la rimozione, e la successiva destinazione finale, dipendono da un numero di differenti fattori quali:

- tipo di struttura;
- dimensioni e pesi;
- distanza dalla costa;
- condizioni meteo-oceanografiche;
- complessità delle operazioni.

Un altro fattore fondamentale da considerare nella scelta del metodo di rimozione è quello della sicurezza per i lavoratori e per l'ambiente.

3.2.6. LOGISTICA

La Logistica può essere definita dopo l'ingegnerizzazione degli interventi. In questa fase vengono definite e prese le decisioni riguardo:

- Personale coinvolto: l'Operatore deve assicurare che il massimo numero di persone a bordo non sia superiore a quanto dichiarato nella RGR;
- Mezzi di trasporto del personale;
- Servizi necessari alla vita operativa del personale (mensa, alloggi, etc.);
- Disponibilità di moduli alloggi anche in piattaforme limitrofe, o a terra o in imbarcazioni di supporto;
- Pianificazione degli interventi;
- Esecuzione degli interventi che possono suddividersi in:
 - impiantistici (cioè collegati alle apparecchiature);
 - strutturali;
 - sequenziali, cioè, in funzione delle analisi condotte, si potrebbero alternare smantellamenti di apparecchiature su un piano della piattaforma, e poi smontaggio del piano stesso, livello dopo livello.

Adeguata reportistica dovrebbe riportare le decisioni e le scelte adottate per ogni momento operativo.

Per le strutture sommerse, è necessario tenere in considerazione come sono state realizzate e procedere possibilmente all'inverso.

Tutte le verifiche devono essere condotte per assicurare che l'impianto sia completamente inerte così che le operazioni di taglio, quelle che richiedono fiamme libere e le saldature siano svolte in sicurezza.

Tutte le procedure devono essere idonee per la sicurezza del personale, che deve operare in una struttura che progressivamente si riduce e con essa la disponibilità di servizi e sistemi di sicurezza. Devono essere inoltre garantiti sistemi di fornitura di energia temporanei.

La struttura emersa o di superficie deve essere preparata per la demolizione. Ganci di sollevamento devono essere saldati in loco, ove necessario, ed ispezionati, e qualsiasi interferenza strutturale deve essere rimossa. Operazioni di rinforzo potrebbero essere necessarie. Il coordinamento delle imbarcazioni deve gestire operazioni simultanee tra piccole imbarcazioni di supporto e l'imbarcazione con la gru di sollevamento. Ispezioni e controlli sono richiesti per assicurare la corretta operabilità.

Tutte le disconnessioni devono essere verificate tra i carichi e le strutture rimanenti. I servizi di emergenza devono essere disponibili.

Non appena il carico è stato sollevato dalla gru deve essere costantemente monitorato fino al suo collocamento nella posizione finale nell'imbarcazione di trasporto. E' fondamentale assicurarsi che la capacità della gru al suo raggio maggiore d'azione non venga superata,

che il possibile moto ondulatorio del carico sospeso abbia spazio adeguato e nessuna struttura ne possa essere coinvolta, e che il personale sia sempre in posizione sicura.

3.2.7. RIMOZIONE DELLE STRUTTURE

La configurazione impiantistica è un elemento fondamentale da considerare per la scelta del sistema di rimozione. Precedentemente alle operazioni di rimozione, i pozzi di produzione devono essere stati chiusi minerariamente e tutte le operazioni preliminari completate (le linee di trasporto dei fluidi devono essere svuotate, pulite e isolate dai risers). I vari impianti devono essere svuotati e puliti da idrocarburi ed altri fluidi di processo. Successivamente vengono rimosse le interconnessioni tra le strutture da rimuovere e vengono installate appropriate attrezzature per il sollevamento.

Generalmente la pulizia degli apparecchi viene eseguita nello stesso sito, a mare, tuttavia parte di questa attività può essere eseguita a terra previa adeguata sigillatura degli impianti in modo che il trasporto avvenga nella massima sicurezza.

La filosofia delle dismissioni include nella pratica corrente:

- Rimozione totale degli impianti e delle strutture;
- Per tutte le sovrastrutture e gli impianti di produzione: trasporto a terra per lo smaltimento;
- Per le sottostrutture: trasporto a terra per lo smaltimento o deposito a mare per riutilizzo come scogliera artificiale.

I principali criteri generali da tenere in considerazione per la fase di rimozione sono:

- Le attività comprendono lo smontaggio degli impianti di produzione, la suddivisione e il deposito dei vari materiali risultanti (per la maggior parte acciaio) ed il loro smaltimento. Le parti strutturali in acciaio vengono ridotte a dimensioni idonee al trasporto ed inviati alle acciaierie per il relativo riciclaggio.
- La procedura di rimozione deve tenere conto dello stato della struttura, del relativo peso, delle dimensioni e del mezzo disponibile per l'esecuzione delle operazioni. I lavori di preparazione consistono, generalmente, nello smontaggio delle parti accessorie presenti sulla struttura come tubi guida pozzi, condotte di risalita, imbarcaderi, ecc.
- La piattaforma deve essere ripulita dall'accrescimento marino in modo da poter eseguire un'accurata ispezione della struttura nel suo complesso, delle sezioni di taglio e di quelle dove dovranno essere posizionate le attrezzature per il sollevamento. Queste operazioni sono eseguite da sommozzatori o tramite l'impiego di ROV (*Remote Operated Vehicles*).
- Il numero di parti in cui la struttura deve essere sezionata dipende dal mezzo di sollevamento e dalla destinazione finale programmata.
- Se la destinazione finale prevede il trasporto a terra, e la successiva rottamazione, il numero di sezioni è determinato ottimizzando dal punto di vista tecnico-economico la scelta del tipo di mezzo navale impiegato rispetto all'ammontare dei lavori subacquei necessari.
- Per strutture di modesta entità, come la maggior parte di quelle presenti nell'*offshore* italiano, è possibile progettare la rimozione della sottostruttura in un singolo pezzo.
- La rimozione delle strutture, infine, comporta una combinazione di tagli e sollevamenti.

Le operazioni di rimozione possono essere svolte come segue:

- Rimozione in unica soluzione;
- Rimozione di gruppi di moduli contemporaneamente;
- Rimozione in ordine inverso rispetto all'installazione.

Con riferimento alle parti rimosse si possono configurare tre possibili alternative:

- Ristrutturazione e riutilizzo;

- Rottamazione e riciclo;
- Smaltimento in strutture a terra.

Nella pratica si può applicare una combinazione di questi metodi, in accordo alle normative di smaltimento rifiuti.

Per quanto riguarda il taglio sottomarino di strutture in acciaio, sono state sviluppate diverse tecnologie:

- Taglio con banda o filo abrasivo: il metodo prevede l'utilizzo di attrezzature che vengono posizionate sull'elemento da sezionare che eseguono l'operazione meccanica di taglio. Le attrezzature sono posizionate e manovrate da sommozzatori;
- Taglio con esplosivo: le cariche esplosive possono essere collocate sia all'interno che all'esterno degli elementi strutturali da tagliare. In genere le cariche esplosive sono confinate in supporti di adeguata forma in modo che l'energia risultante dall'esplosione sia indirizzata verso le strutture da sezionare. Il metodo è generalmente utilizzato quando si ha la necessità di eseguire più tagli contemporaneamente;
- Getto abrasivo: il metodo consiste nell'orientare un getto di acqua e sabbia in pressione verso le parti da tagliare. Questo metodo può essere utilizzato con controllo remoto;
- Taglio termico: il metodo consiste nell'utilizzo da parte dei sommozzatori di sistemi manuali di taglio basati sul principio della lancia termica.

3.2.8. DESTINAZIONE FINALE DELLE STRUTTURE

Decks, moduli ed impianti di produzione rimossi sono generalmente trasportati a terra per il loro smaltimento.

Le operazioni di trasporto sono eseguite caricando le strutture rimosse su idonee bettoline che vengono poi rimorchiate fino al sito di destinazione.

Per quanto riguarda lo smaltimento a terra, la scelta del sito idoneo per le operazioni di deposito e demolizione dipende da molteplici fattori ed è comunque condizionato ai volumi e quantitativi delle opere da smaltire.

L'analisi dei requisiti del sito deve considerare gli spazi, le attrezzature delle aree di deposito, il pescaggio delle banchine per l'accesso dei mezzi navali e le attrezzature di movimentazione e sollevamento.

4. ELEMENTI DI IDENTIFICAZIONE DEI PERICOLI

4.1. INTRODUZIONE

Le operazioni di dismissione progressivamente modificano l'assetto dell'impianto e potenzialmente si riducono le misure di sicurezza per il personale. I pericoli sono specifici per questa attività e la loro identificazione richiede una approfondita analisi delle azioni da eseguire. Di seguito si propone una indagine ricavata da dati di letteratura [2].

4.1.1. ESEMPI DI FONTI DI PERICOLO

L'incertezza dei dati disponibili è la prima fonte di pericolo. Nella fase di smantellamento dell'impianto la struttura è a fine vita, ha probabilmente subito modifiche e potrebbe avere una configurazione in parte diversa da quella originaria.

Una potenziale lista di pericoli potrebbe essere la seguente:

- Dati non disponibili su:
 - Peso e baricentro dei carichi da manovrare;

- Resistenza strutturale dell'unità, soprattutto se ricavata da un'unità più grande originale o se risultato di una combinazione di più piccole;
- Resistenza degli agganci per il sollevamento specialmente se su una struttura vecchia con lo spessore di metallo ridotto.
- Presenza di piccoli oggetti lasciati dentro le apparecchiature: piccoli attrezzi, pezzi di metallo;
- Logoramento cui la struttura è stata soggetta: corrosione, crescita di organismi marini, o danni alla struttura sommersa, non visibili, che porterebbero all'affondamento di parti della struttura stessa o ad un aumento del peso del carico da manovrare;
- Incompleta inertizzazione delle unità della parte emersa;
- Ritardi generalizzati nella programmazione dovuti al moto delle maree, specialmente in prossimità delle banchine di carico;
- Variazioni del campo di manovra richiesto al progredire delle opere di smantellamento;
- Condizioni meteo o altre situazioni ambientali;
- Manutenzione del sistema di generazione elettrica, che potrebbe avere impatti sui sistemi dell'organo di sollevamento, della gru e dell'illuminazione;
- Capacità di tenuta dell'ancoraggio.

La lista è un esempio e non è esaustiva.

Pericoli specifici potrebbero essere identificati dopo che siano stati scelti i metodi e le procedure per manovrare i carichi pesanti.

È necessario utilizzare adeguati strumenti di comunicazione allo scopo di minimizzare o evitare situazioni pericolose, come, per esempio, manovre con carichi sospesi su superfici con personale presente o in corrispondenza di condotte sottomarine o altre strutture di supporto vulnerabili.

Situazioni di pericolo possono derivare nell'impianto utilizzato per realizzare la dismissione per malfunzionamento di apparecchi o errori procedurali. La manutenzione deve essere regolare (le macchine non sono in servizio continuo e devono essere affidabili quando vengono poste in uso) e le procedure devono essere note al personale che conduce le operazioni, anche in Relazione agli aspetti legati alle incertezze sui dati prima analizzati.

La posizione dell'imbarcazione con la gru di sollevamento è critica rispetto l'impianto offshore: l'ancoraggio deve tener conto delle parti sommerse ed evitare impatti. Inoltre, la posizione stessa potrebbe compromettere le prestazioni della stessa gru.

Il collasso strutturale e/o meccanico potrebbe risultare in danneggiamenti e guasti con conseguente caduta oggetti, per esempio:

- Danneggiamento alla struttura della gru;
- Collasso del braccio di carico;
- Danneggiamento sistema di sollevamento;
- Danneggiamento del gancio di sollevamento;
- Danneggiamento delle funi e/o catene;
- Danneggiamento dei sistemi di aggancio del carico;
- Slittamento del carico, per guasti al sistema pneumatico dell'organo, o di motori elettrici o dei riduttori;
- Danneggiamento dello stesso carico.

Altre voci possibili sono:

- Sistema di galleggiamento che potrebbe portare a ondeggiamenti incontrollati e conseguenti collisioni;

- Cavi di ormeggi multipli che possono causare collisioni tra le imbarcazioni presenti;
- Trascinamento dell'ancora;
- Guasti agli apparecchi di misura delle tensioni;
- Malfunzionamento del sistema di posizionamento dinamico;
- Indisponibilità dei propulsori;
- Malfunzionamento dei sistemi di monitoraggio ambientale;
- Sensori della gru per i controlli dei pesi e del raggio di operazione;
- Illuminazione inadeguate sul ponte.

I pericoli connessi alle procedure potrebbero essere dei seguenti tipi:

- Comunicazioni interrotte;
- Non corretta interpretazione di eventi;
- Metodi di taglio in ambiente marino, e incertezza sulla completa disconnessione strutturale;
- Accesso del personale nella zona di manovra dei carichi;
- Ondeggiamento dei carichi sospesi, causati dal rollio dell'imbarcazione;
- Linee di tiraggio bloccate;
- Mancata condivisione del carico tra operazioni con gru gemelle;
- Integrità della tenuta stagna della nave compromessa;
- Collisioni con gru durante operazioni combinate.

L'identificazione dei pericoli deve procedere attraverso l'analisi di ogni stadio delle operazioni. Tutte le persone coinvolte sono chiamate ad intervenire durante le analisi di sicurezza prima di ogni sequenza operativa, allo scopo di acquisire consapevolezza e sensibilità verso situazioni di potenziale pericolo. Ogni operazione legata al sollevamento di carichi pesanti dovrebbe essere preceduta da un esame di situazioni che porterebbero allo "stato di allerta" e condivisa tra tutte le persone coinvolte.

4.1.2. IL SOLLEVAMENTO CARICHI: L'ATTIVITÀ DI BASE DELLA DISMISSIONE

Le operazioni di sollevamento carichi sono le attività peculiari della fase di dismissione. L'analisi di queste operazioni non è una prescrizione legislativa esplicitata nel dettaglio, ma i pericoli ad essa riferiti costituiscono parte della "sicurezza" necessaria a garantire "i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitare le conseguenze di tali incidenti" [D.Lgs. 145/2015, Art. 1], in particolare per i seguenti aspetti coinvolti:

- Planimetria e configurazione dell'impianto;
- Connessioni all'impianto;
- Dettagli delle operazioni da condurre;
- Massimo numero di persone nel luogo delle operazioni;
- Precauzioni per prevenire rilasci incontrollati di prodotti pericolosi;
- Descrizione delle condotte prossime all'impianto;
- Dettagli del controllo delle operazioni;
- Installazioni adiacenti o condotte di diametri diversi per l'export;
- Dettagli delle vie di fuga.

Una pianificazione delle operazioni di sollevamento è un dettaglio fondamentale per qualsiasi tipo di installazione.

Una lista di controllo particolareggiata potrebbe essere la seguente [2]:

- Controlli regolari devono essere eseguiti sui meccanismi della gru, della struttura, del sistema idraulico, e del sistema elettrico;

- Prevedere l'ispezione completa di tutti i cavi dei bracci, i blocchi ed i ganci;
- Durante le operazioni di pre-sollevamento, verificare:
 - Il rilascio di tutti i fissaggi a mare;
 - L'assenza di ostacoli ai movimenti del braccio e per la cabina dell'Operatore;
 - L'assenza di oggetti lasciati nel campo di manovra del braccio e/o personale;
 - Telecamere, controlli e lettura ordini di lavoro;
 - Pulsanti di allarme e di emergenza;
 - Comunicazioni con personale di controllo;
 - Sistemi di blocco del braccio correttamente installati e funzionanti;
 - Sistemi di zavorra installati e disponibili;
 - Disponibilità di tutti gli argani ed i sistemi di tiraggio.
- Nella fase di trasferimento del carico controllare:
 - Raccolta del sartame avvenga in accordo al programma;
 - Catene e imbracature siano liberi da torsione;
 - Le linee del tiraggio siano leggermente in tensione;
 - Il baricentro atteso del carico sia verticale sotto gancio, o che, per eventuali operazioni con gru gemelle, le posizioni del gancio siano in verticale sopra i loro punti di fissaggio del carico;
 - Non appena il carico si solleva dal suo supporto (piattaforma o deck) ci sia adeguata tolleranza attorno al carico stesso per evitare qualsiasi trasciamento a seguito dell'ondeggiamento del carico;
- Durante le operazioni di routine della movimentazione del braccio e del gancio, l'Operatore della gru deve verificare che:
 - Il raggio di manovra sia nei limiti consentiti;
 - Il peso del carico sia entro i limiti di capacità della gru;
 - Le corse dei cavi in salita e discesa siano in posizione corretta con il tamburo;
 - Gli argani di tiraggio funzionino correttamente;
 - Sia garantito adeguato spazio di manovra attorno alla gru;
 - Sia garantito adeguato spazio attorno a carico.
- Le condizioni meteorologiche devono essere continuamente monitorate e le previsioni consultate regolarmente per garantire l'operabilità di tutti i sistemi;
- Durante la traslazione orizzontale del carico, ondeggiamento e assetto della nave devono essere adattati in modo che siano entro i limiti fissati dal costruttore della gru e per la sicurezza della nave stessa;
- Quando il carico oscilla verso la sua posizione definitiva, prima di abbassarlo, il suo percorso deve essere mantenuto libero. Il suo "percorso di volo" deve essere gestito in modo che la conseguenza del danno da caduta oggetti sia ridotto al minimo;
- Quando il carico è stato "abbassato" nell'imbarcazione assegnata al suo trasporto, prevedere le seguenti verifiche:
 - La posizione del carico sia entro lo spazio assegnato in accordo al piano di lavoro;
 - La reazione dell'imbarcazione sia in accordo alla sua stabilità;
 - Il trasferimento avvenga nei tempi corretti per evitare potenziali impatti causati dal moto relativo dell'imbarcazione ricevente;
 - Il carico sia stato rilasciato in posizione accessibile in modo sicuro;
 - Le imbracature del carico siano rilasciate senza causare impatti dannosi.

- Il carico viene di solito trasferito a terra. Le stesse verifiche descritte in precedenza dovrebbero essere ripetute con la stessa cura ed attenzione al dettaglio e verifica delle condizioni limitrofe alla banchina di scarico.

Per ciascuna fase della sequenza di movimentazione dei carichi si dovrebbe valutare il livello tecnico e le misure di sicurezza. Per ogni fase di sollevamento, trasferimento ed abbassamento del carico dovrebbe essere sempre possibile posizionare il carico su una base temporanea, in caso di necessità, per ristabilire le condizioni di sicurezza. Per esempio, carichi pesanti non possono essere mantenuti sospesi al gancio della gru per lunghi periodi se dovessero sopraggiungere condizioni meteo proibitive. I sistemi di sicurezza dovrebbero essere rapidamente ripristinati in caso di fallimento o sostituiti dalle loro riserve se presenti.

4.2. METODI PER L'IDENTIFICAZIONE DEI PERICOLI

4.2.1. JOB HAZARD ANALYSIS, ANALISI DEI PERICOLI PER ATTIVITÀ

Le attività di dismissione sono definibili tramite “procedure” operative. Un metodo di identificazione dei pericoli per questa particolare analisi può essere “l’analisi dei pericoli per attività specifica” o *Job Hazard Analysis*.

Tale metodologia viene dettagliata all’interno dell’Allegato 4: “Analisi di rischio”.

4.2.2. LISTE DI CONTROLLO

Le liste di controllo rappresentano un mezzo efficace per identificare i pericoli. Lo smantellamento di una piattaforma tipica può essere eseguito con diverse tecnologie, tuttavia la tipologia dei pericoli e la scarsa disponibilità di dati è comune alla maggior parte degli impianti, sebbene i dettagli possano variare per ciascuna installazione.

Le figure professionali e manageriali coinvolte sono diverse e per ognuna di esse è richiesta una analisi di sicurezza, sia per ragioni di richiesta autorizzativa sia per motivi legati alle assicurazioni legali.

Gli aspetti da monitorare sono numerosi, e di seguito si vuole fornire un esempio seppure parziale di liste di controllo [2]:

Fase preliminare e programmazione:

- Analisi della integrità della struttura emersa o del *jacket*;
- Analisi delle tecnologie disponibili per le operazioni;
- Analisi del sistema di taglio da applicare;
- Analisi della necessità di operazioni subacquee, e loro tempistica;
- Scelta dell'imbarcazione da utilizzare: navi da carico, chiatte, altro;
- Agenzia di Assicurazione;
- Definizione delle responsabilità delle attività;
- Definizione del sito di lavoro, se entro i 500 m di zona di sicurezza;
- Definizione dei sistemi di ancoraggio delle imbarcazioni;
- Gestione degli accessi all'impianto che progressivamente viene smantellato;
- Scelta delle fonti di informazioni meteorologiche;
- Previsioni del massimo carico e sue implicazioni;
- Previsioni sul massimo raggio di azione richiesto alla gru;
- Previsioni dei percorsi dei carichi nel sollevamento;
- Analisi della minima tolleranza richiesta attorno ai carichi da movimentare;
- Definizione delle misure di riduzione dei pericoli connessi al gancio di sollevamento e conseguente caduta oggetti, e loro applicazione;
- Previsione dell'assetto longitudinale e dello sbandamento dell'imbarcazione;

- Previsione della posa dei carichi in emergenza;
- Previsione della tempistica e durata dei cicli di trasferimento;
- Adeguata preparazione del personale coinvolto.

Fase precedente al sollevamento:

Le informazioni devono essere trasferite, e tutte le azioni in sospeso risolte, da ogni fase del progetto alla successiva. Prima del sollevamento verificare:

- Avvenuta conferma della resistenza strutturale di tutte le connessioni;
- Determina del responsabile delle operazioni;
- Disponibilità di tutti i mezzi di comunicazione;
- Autorizzazioni dall'autorità di controllo;
- Liste di controllo per personale sullo stato dell'imbarcazione;
- Disponibilità dei mezzi di soccorso;
- Previsioni metereologiche;
- Personale a bordo;
- Misure di protezione sistema generazione elettrica;
- Sistema di controllo stabilità imbarcazione di servizio;
- Disponibilità spazi e posizionamento carichi per manovre d'emergenza;
- Misure da adottare in caso di avvento di condizioni meteorologiche avverse;
- Integrità della nave di servizio;
- Personale adeguatamente organizzato ed informato;
- Carichi adeguatamente bloccati;
- Sistemi di sicurezza della gru disponibili;
- Sistemi di ancoraggio pronti all'utilizzo.

Le operazioni dovrebbero procedere ad avvenuta conferma di esiti positivi dei controlli.

Fase del sollevamento:

Durante la fase di sollevamento continuare il monitoraggio al progredire delle operazioni:

- Movimenti della gru e corretto aggancio del carico;
- Movimenti delle imbarcazioni vicine;
- Adeguati spazi attorno ai carichi sospesi;
- Percorso del carico durante il trasferimento libero da pericoli;
- Angolo di assetto longitudinale e sbandamento entro i limiti;
- Integrità tenuta stagna;
- Ampiezza del movimento pendolare del carico sospeso;
- Corretta tensione dei cavi di sollevamento;
- Sicurezza e protezione del personale;
- Adeguata illuminazione;
- Assenza di oggetti lasciati sul piano di manovra;
- Movimenti relativi delle imbarcazioni di supporto.

Qualsiasi modifica dei metodi condivisi ed approvati deve essere registrata e valutata per un potenziale incremento dei pericoli.

Nel caso di smaltimento a terra potrebbe essere opportuno valutare:

- Moto delle maree;

- Disponibilità dei sistemi installati a terra;
- Se il raggio di azione della gru sulla banchina di ricevimento sia idoneo;
- Modalità di attracco alla banchina (se sufficientemente flessibile durante la fase di trasferimento dei carichi).

4.3. RACCOMANDAZIONI PER MIGLIORARE LA SICUREZZA

Da indagini in letteratura e su documenti progettuali si propone una lista di “*lessons learned*” definite sulla base di esperienza storica e analisi incidentale:

- La presenza a bordo del personale dovrebbe essere pianificata per garantire le attività effettivamente svolte. L'accesso al sito a persone non immediatamente coinvolte nelle attività le espone a rischi e possono generare condizioni di disagio. La pianificazione deve essere realistica e tener conto della situazione ambientale, delle modalità di trasbordo delle persone da eventuali “flotel” e delle attività da effettuarsi in quota e con la gru;
- Le procedure devono essere redatte ed approvate dall'Operatore prima della mobilitazione. Questa attività dovrebbe essere svolta da un responsabile incaricato che ne diventa anche il referente, e tutte le variazioni dovrebbero essere tracciate. Le procedure devono essere aggiornate con tutte le nuove richieste emerse durante le operazioni ed aggiornate in tempi rapidi. Il personale coinvolto e responsabile delle operazioni deve essere consapevole e competente sulle procedure che deve seguire;
- Le istruzioni di lavoro devono essere disponibili per le ispezioni previste prima della mobilitazione. Le mansioni da svolgere devono essere comprese e devono essere esplicitati i maggiori pericoli associati alle specifiche operazioni, per esempio quelle di sollevamento, la potenziale caduta oggetti, la presenza di detriti trasportati dal vento, l'esposizione a fumi caldi di lavorazione;
- Le procedure specifiche di sollevamento devono mostrare chiaramente le categorie di sollevamento e le misure di controllo di ciascuna di esse. Sarebbe opportuno ricorrere a esempi descrittivi per evitare equivoci o interpretazioni errate e/o ambigue nel metodo di demolizione e operazioni complesse potrebbero essere sottovalutate. Il personale incaricato delle operazioni di sollevamento deve avere competenza certificata;
- Per le operazioni fuoribordo, il personale deve adottare tutte le precauzioni necessarie in conformità alle condizioni ambientali;
- Una pianificazione inadeguata o carente, e istruzioni di lavoro non aggiornate, generano lacune nell'approvvigionamento e disponibilità dei materiali necessari. La sicurezza delle operazioni ne potrebbe essere seriamente compromessa;
- Un “piano galleggiante” su una imbarcazione di servizio è necessario se non sono disponibili (o se lo dovessero diventare durante la demolizione) piani di ricevimento dei carichi nell'impianto. Il materiale movimentato deve essere correttamente registrato nei suoi spostamenti, per poterlo sempre rintracciare ed evitare, nel caso peggiore, doppi sollevamenti e doppie movimentazioni. E' prioritario il continuo invio a terra dei rifiuti;
- Visite periodiche programmate di supervisor sia gestionali che della sicurezza dovrebbero essere incluse nella pianificazione;
- I ruoli e le mansioni devono essere definiti ed assegnati. Le responsabilità chiaramente attribuite, in particolare per l'emissione dei Permessi di Lavoro, che devono essere sempre correttamente compresi dal personale;
- I sistemi di servizio devono essere sempre disponibili e controllati: energia elettrica, illuminazione, piani di emergenza, rifugi temporanei, sistema antincendio e soccorso, apparecchiature meccaniche, etc.;
- Il sistema di “passaggio delle consegne” dovrebbe essere definito e strutturato e periodicamente verificato;

- Le operazioni combinate devono essere documentate e poste in relazione attraverso l'organizzazione delle attività sull'impianto. La comunicazione corretta è la chiave per prevenire gli incidenti e le responsabilità inequivocabilmente attribuite. Non sarà mai sufficientemente sottolineato quanto sia importante il doppio controllo che non vi sia personale in zone pericolose e che non vi siano ostacoli alla movimentazione.

BIBLIOGRAFIA

- [1]. HSE UK, *"Offshore Technology Report - 2001/032: Decommissioning topic strategy"*, 2001
- [2]. Penney W., *"Safety Issue Surrounding Offshore Platform Removal"*, *Proceedings of The Eighth International Offshore and Polar Engineering Conference, 24-29 May, Montreal, Canada*

Per approfondimenti:

- Eni, *"Glossario dell'industria petrolifera"*, 2002
- *Department of Energy and Climate Change, "Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998"*, 2011
- *DNV-RP-H102, "Marine operations during removal of offshore installations"*, 2004
- *Prasthofer P., "Offshore Production Facilities: Decommissioning of Topside Production Equipment"*, *Proceedings of the Public Workshop "The Process of Decommissioning and Removing Offshore and Associated, Onshore Oil and Gas Facilities"*, Ventura (CA) 23-25 September 1997
- *Culwell A., "Removal and Disposal of Deck and Jacket Structures"*, *ibidem*