

Medoilgas Italia S.p.A.


Progetto Ombrina Mare
Offshore Adriatico

Autorizzazione Integrata Ambientale ai sensi del
D.Lgs. 152/06 art. 29 ter

ALLEGATO D11


ANALISI DI RISCHIO PER LA PROPOSTA
IMPIANTISTICA PER LA QUALE SI RICHIEDE
L'AUTORIZZAZIONE

01	05/14	Emesso per Enti	BE	MOG	MOG
00	03/14	Emesso per commenti	BE	MOG	MOG
N° revisione	Data	Descrizione	Preparato	Controllato	Approvato
 Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc			Nome Progetto Progetto Ombrina Mare	Logo contrattista: 	

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Psc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 2 / 16
		01	

INDICE

1. INTRODUZIONE	3
2. EVENTI NATURALI.....	4
2.1 RISCHIO SISMICO	4
1.3 REGIME ONDOSO	6
3. SICUREZZA INTRINSECA DEL PROCESSO PRODUTTIVO.....	8
3.1 CIRCUITO BLOCCHI E STRUMENTAZIONE	8
3.2 SISTEMA DI ESD/F&G.....	9
3.3 SISTEMA ANTINCENDIO	11
3.4 ULTERIORI SISTEMI DI SICUREZZA	11
3.5 SISTEMA DI GENERAZIONE ELETTRICA DI SICUREZZA	11
3.6 MEZZI DI EVACUAZIONE	12
3.7 SISTEMA DI AIUTO ALLA NAVIGAZIONE	12
3.8 PROGETTAZIONE: RISK ANALYSIS	12
4. PIANO DI EMERGENZA ANTINQUINAMENTO	13
5. PIANIFICAZIONE DELLE EMERGENZE	15

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 3 / 16
		01	

1. INTRODUZIONE


La presente relazione ha lo scopo di analizzare, per gli impianti previsti per lo sviluppo del Campo Ombrina Mare, i criteri progettuali adottati al fine di prevenire, limitare e mitigare gli eventi incidentali.

La piattaforma OMB-A e l'FPSO non rientrano nel campo di assoggettabilità del D.Lgs 334/99 come modificato dal D.Lgs 238/2005.

I sistemi installati saranno realizzati con criteri di ridondanza tali da assicurare il corretto funzionamento anche in caso di guasti o malfunzionamenti di singole apparecchiature. La probabilità di guasti alle apparecchiature e ai sistemi è ulteriormente ridotta grazie all'utilizzo di componenti di elevata qualità.

Un'efficace manutenzione e un corretto esercizio concorrono al raggiungimento dei risultati desiderati.

Sono previsti sistemi di controllo, protezione e supervisione di elevata affidabilità. Tali sistemi sovrintendono al buon esercizio degli impianti.

	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 4 / 16
		01	

2. EVENTI NATURALI

2.1 Rischio sismico

L'area appenninica ed il bacino adriatico fanno parte di una zona sismicamente attiva, caratterizzata dalla microplacca adriatica e dalla vicinanza delle placche africana ed europea, come mostrato nella figura 1.

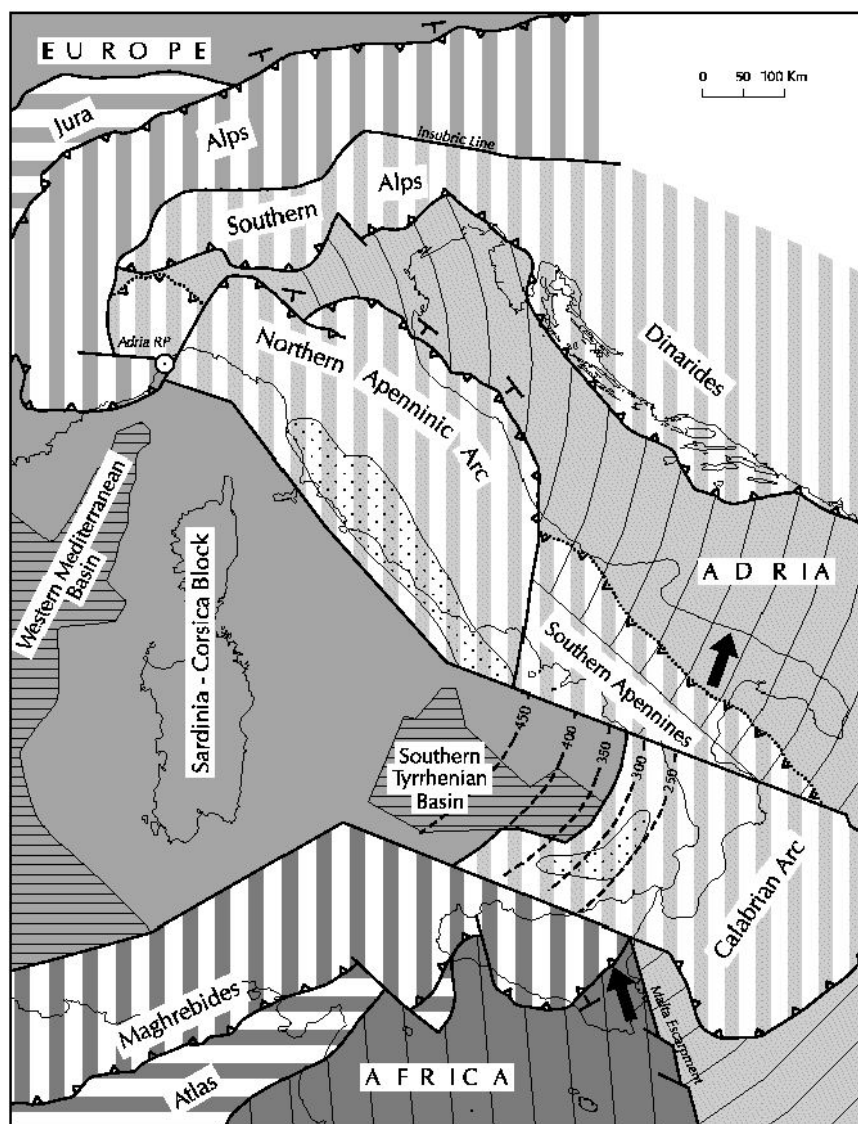



Figura 1 - Schema strutturale/cinematico dell'Italia e aree circostanti, mostrante la traccia degli slipvettori della rotazione della placca africana rispetto a quella europea e della microplacca adriatica rispetto all'Europa (da Meletti et al., 2000a)

La valutazione della pericolosità sismica specifica del sito di progetto può essere estrapolata dalla classificazione sismica del OPCM del 28/04/06 n.3519, che riporta l'accelerazione al massima al suolo con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni.

	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 5 / 16
		01	



ISTITUTO NAZIONALE DI GEOFISICA E VULCANOLOGIA

Mappa di pericolosità sismica del territorio nazionale

(riferimento: Ordinanza PCM del 28 aprile 2006 n.3519, All.1b)

espressa in termini di accelerazione massima del suolo

con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni

riferita a suoli rigidi ($V_{s30} > 800$ m/s; cat.A, punto 3.2.1 del D.M. 14.09.2005)

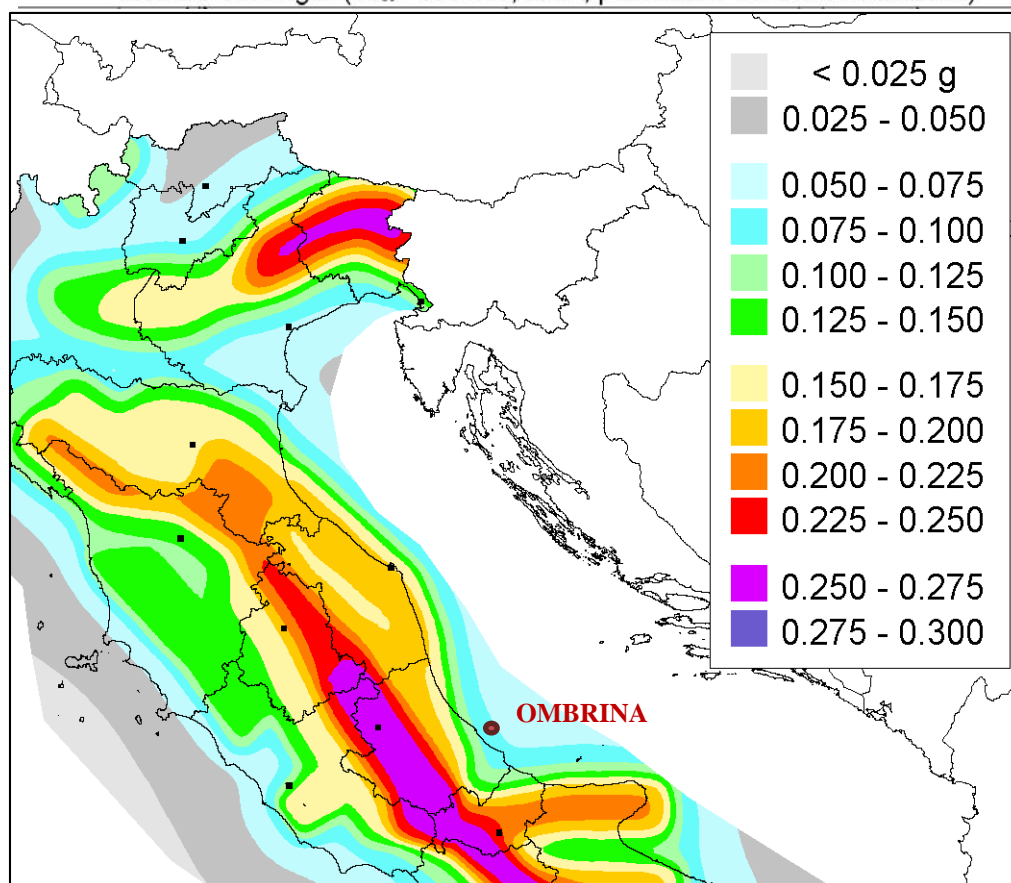



Figura 2 – Mappa di pericolosità sismica INGV

Il sito di ubicazione degli impianti è compreso in due fasce di valori di accelerazione, complessivamente tra lo 0,050 e 0,100 g, come si può notare dalla figura 3, ricavata dalla mappa interattiva di pericolosità sismica dell'INGV. Da tali dati si può dedurre che l'area potrebbe essere soggetta solo a eventi sismici di bassa entità.

La progettazione di dettaglio delle strutture, dei relativi pali di fondazione e dei pozzi verrà eseguita considerando i valori di sollecitazione riferiti al sito di installazione, garantendo la sicurezza delle strutture e dell'area in cui le stesse saranno ubicate.

	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 6 / 16
		01	

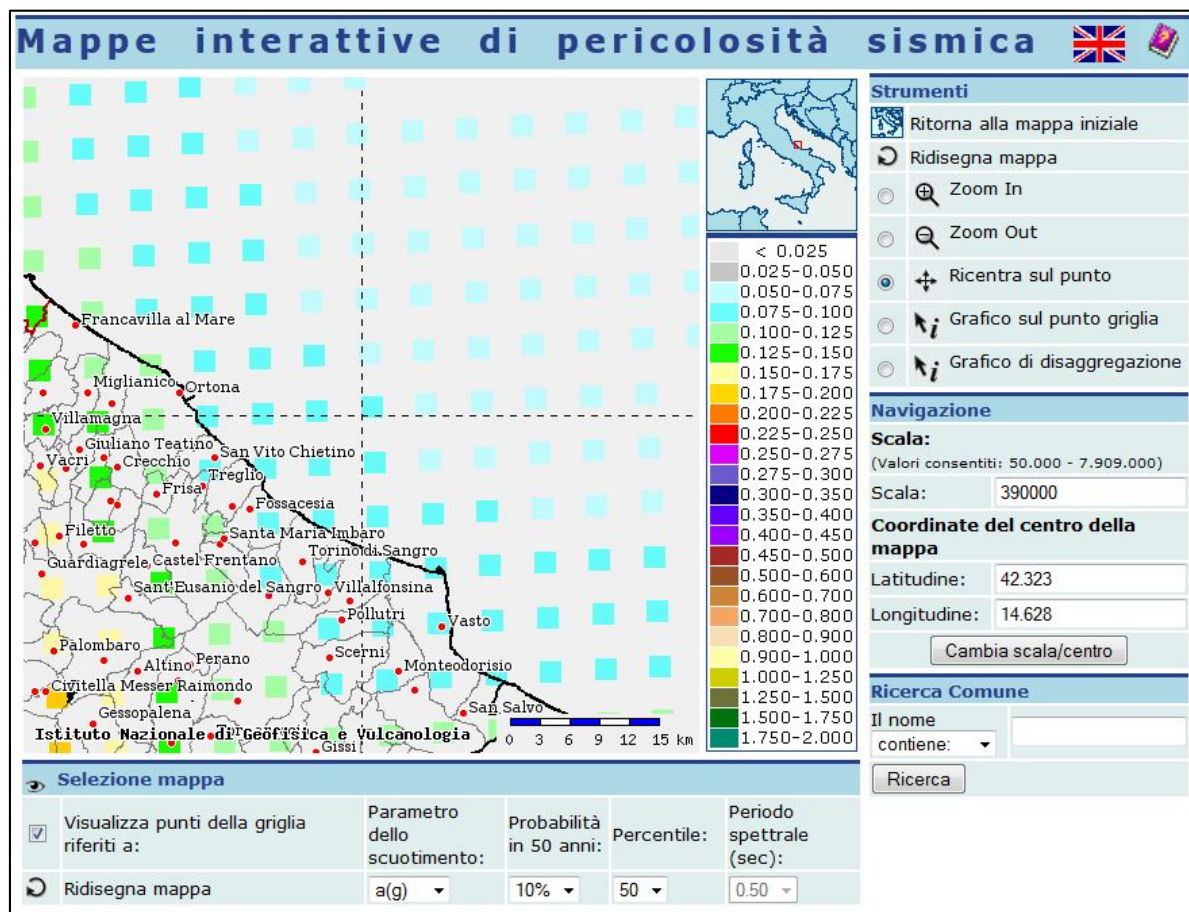


Figura 3 – Mappa interattiva di pericolosità INGV <http://esse1-gis.mi.ingv.it/>


1.3 Regime ondoso

Le correnti superficiali nel mare Adriatico muovono in senso antiorario salendo lungo le coste della Grecia, Albania e Croazia e scendendo lungo la costa italiana, in direzione NW-SE. Lo spessore medio in profondità di questa corrente nella zona Adriatica considerata è di circa 15-20 metri. Moti circolari ristretti si formano, nei diversi mesi dell'anno, a diverse latitudini, con correnti che attraversano il mare Adriatico in direzione NE-SW. La velocità massima delle correnti adriatiche si aggira intorno a 0,6 nodi.

La zona di mare oggetto dell'indagine viene interessata da una corrente superficiale dominante di direzione NE-SW che varia di velocità durante l'arco dell'anno. I massimi di intensità si hanno nei mesi di gennaio (0,5 nodi) e giugno (0,6), mentre in quelli di marzo e settembre scendono sui 0,4 nodi.

Dalla pubblicazione dell'Istituto Idrografico della Marina *"Il vento e lo stato del mare lungo le coste italiane e dell'Adriatico - Vol. III"* (1982) si può caratterizzare lo **stato del mare** misurato nelle due stazioni di Colonnella e Punta Penna: la frequenza media è intorno al 50% di mare forza 2-3 ed intorno al 40% di mare calmo; rari sono gli eventi con mare forza 6-8 (tra 0,5 e 1,5%) concentrati maggiormente nel periodo invernale.

Anche per le mareggiate e la loro durata massima si conferma una concentrazione nei periodi invernali, con mare forza 6-8, con direzioni da NW ed E. Dati conformi per le due stazioni si hanno anche per le burrasche (mare forza 7-12).

	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 7 / 16
		01	

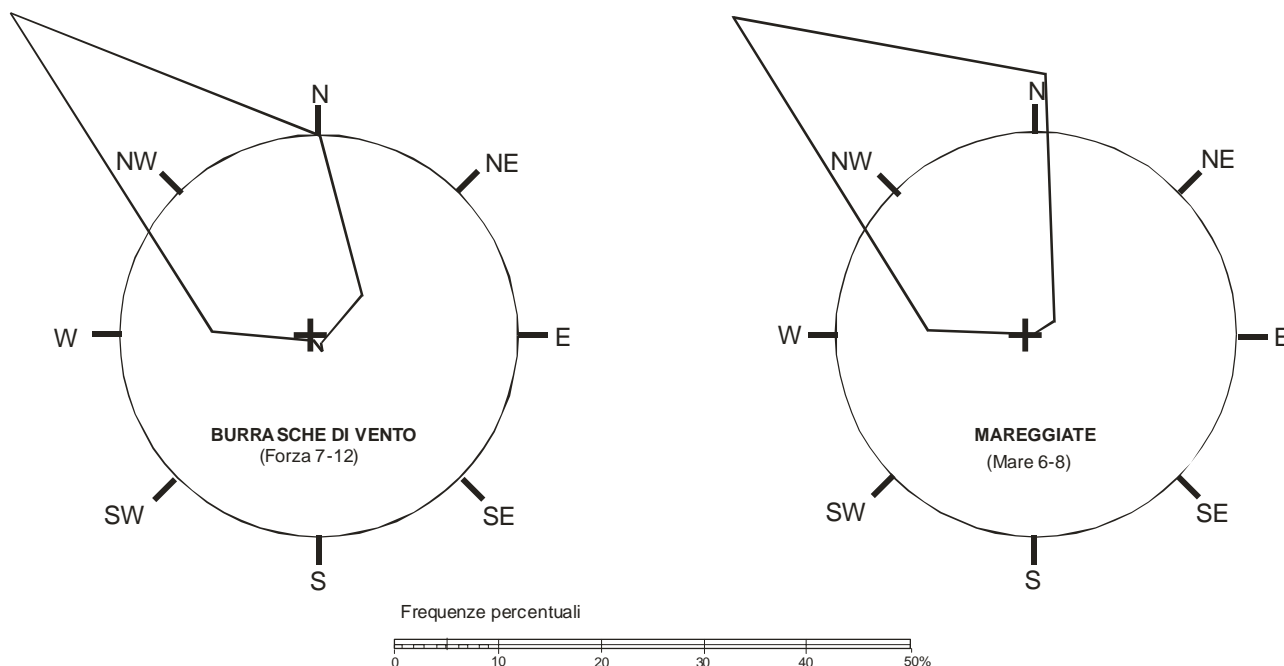



figura 2.4.1 - Direzione burrasche e mareggiate registrate nella **Stazione di Punta Penna** (Fonte: Istituto Idrografico della Marina)

Si riporta di seguito la tabella dei rilevamenti dal 01/01/1988 al 31/12/2010 per la boa di Ortona della Rete Ondametrica Nazionale (RON).

Sull'ordinata il parametro Altezza significativa spettrale del moto ondoso (misurata in m), sull'ascissa il parametro Periodo di picco (misurata in sec). I rilevamenti sono su base trioraria. Come si nota dalla tabella le onde massime verificatesi nel periodo di osservazione sono comprese tra 6 e 6,5 m; il valore più alto assoluto è di 6,2 m. La frequenza di accadimento di altezze d'onda significative superiori a 4 m è inferiore allo 0,3%.

sec	<=1.5	<=3	<=4.5	<=6	<=7.5	<=9	<=10.5	<=12	<=13.5	<=15	<=16.5	<=18	>18	TOT
m														
>9.5														
<=9.5														0
<=9														0
<=8.5														0
<=8														0
<=7.5														0
<=7														0
<=6.5							2	1					1	4
<=6							4						1	5
<=5.5						2	16							18
<=5						17	52							69
<=4.5					3	98	84							185
<=4					7	305	80							392
<=3.5					101	555	33						1	690
<=3				7	281	266	7						2	563
<=2.5				109	1013	290	20							1432
<=2			4	1047	2049	318	51	1					7	3477
<=1.5			422	5586	3077	590	100	3					24	9802
<=1		376	8439	13106	3200	630	101	2		1		4	688	26547
<=0.5		8169	24688	8195	5082	1683	285	11	1			3	2878	50995
TOT	0	8545	33553	28050	14813	4754	835	18	1	1	0	7	3603	94179

Tabella 2.4.1 – Altezze significative boa di Ortona (RON). fonte: <http://www.idromare.it>

	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 8 / 16
		01	

Per la stazione **Ortona** i rilevamenti sono disponibili a partire dal **01-luglio-1989** (ore 0:00) fino al **24-marzo-2008** (ore 5:00)

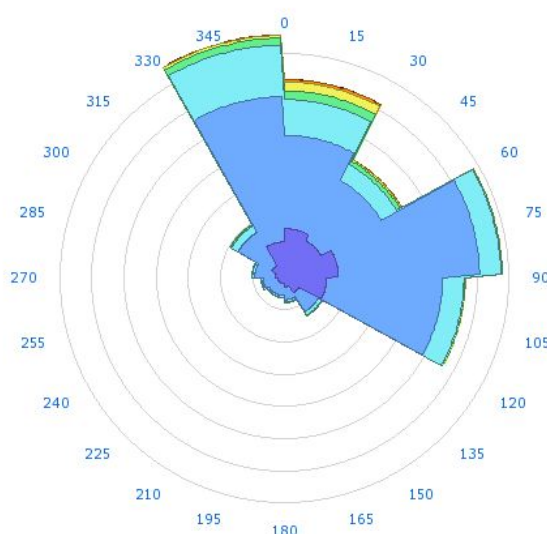
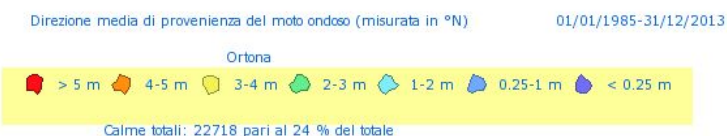


Figura 2.4.2 - Clima ondoso Boa ondametrica di Ortona (RON) fonte: <http://www.idromare.it>

Le direzioni di provenienza delle onde più alte sono N-NW e E-NE.

Nella progettazione delle strutture saranno utilizzati dati di dimensionamento delle strutture che garantiscono un elevato grado di affidabilità delle stesse anche in presenza di eventi naturali con elevato tempo di ritorno (e di conseguenza probabilità di accadimento estremamente bassa), di molto superiore alla vita produttiva degli impianti.

3. SICUREZZA INTRINSECA DEL PROCESSO PRODUTTIVO


Gli impianti previsti sulla piattaforma OMBA e l'FPSO sono progettati per operare in condizioni di sicurezza intrinseca al processo stesso, in modo da garantire sempre un elevato grado di affidabilità, con rischio minimo ed accettabile in quanto identificato, valutato e gestito.

La progettazione dei sistemi di protezione e sicurezza è conforme alla norma API RP 55, standard di riferimento per gli impianti con presenza di H₂S.

Di seguito vengono descritti i principali sistemi di sicurezza degli impianti con le relative filosofie e la metodologia utilizzata per l'analisi dei rischi nel corso della progettazione.

3.1 Circuito blocchi e strumentazione

Il controllo e la protezione della piattaforma e dell'FPSO sono affidati ad un sistema di controllo a più livelli:

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 9 / 16
		01	

- 1° livello “elettronico” che, tramite telemetria, consente:
 - di tenere sotto controllo i parametri erogativi e di sicurezza degli impianti;
 - di intervenire con comandi per chiudere l'erogazione dei pozzi e mettere in sicurezza tutti gli impianti ed i servizi, se necessario.
- 2° livello “elettro-pneumo-idraulico” che si sovrappone a quello “elettronico” con logiche di intervento di tipo pneumo-idraulico completamente separato ed indipendente dal primo.
- 3° livello di sicurezza costituito dalle valvole di fondo pozzo del tipo fail-safe

3.2 Sistema di ESD/F&G


Il **sistema ESD/F&G** ha lo scopo di preservare l'integrità dei sistemi e minimizzare l'entità di rilascio di idrocarburi in caso di eventi incidentali. Tale sistema è funzionalmente indipendente dal sistema di controllo sia nelle rilevazioni delle anomalie sia nello svolgere azioni di sicurezza.

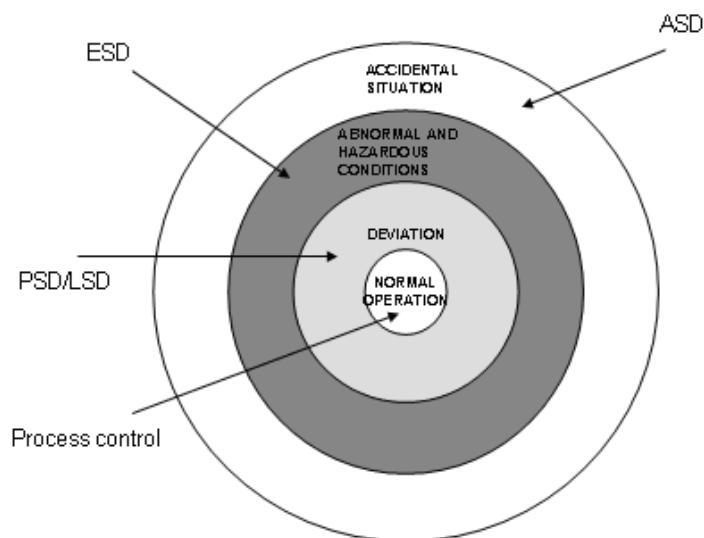
Le funzioni principali del sistema di blocco automatico sono:

- isolare le installazioni dal gas contenuto nelle pipelines e nel giacimento, che, se rilasciato durante l'incidente, rappresenterebbe un rischio intollerabile per il Personale, l'ambiente e l'impianto stesso;
- sezionare l'impianto per limitare la quantità di materiale eventualmente rilasciato per perdita di contenimento;
- controllare le possibili fonti di innesco come le unità alimentate da fuel gas, i motori e gli apparecchi elettrici non essenziali;
- controllare le Sub Surface Safety Valves;
- se necessario depressurizzare gli apparecchi attraverso le valvole di blocco (SDV - Shut Down Valve) e convogliare il gas in essi contenuti agli scarichi di emergenza;
- attivare eventuali sistemi di spegnimento fissi.

Il sistema di blocco quindi è solitamente progettato in modo da ripartire l'impianto in sezioni; il tipo di intervento è determinato dalla gravità della situazione che determina il blocco ed è sviluppato su diversi livelli gerarchici (processo, emergenza, incendio & gas, depressurizzazione).

Un insieme di loop e dispositivi di sicurezza organizzati secondo diversi livelli gerarchici di blocco (ASD, ESD, PSD e LSD), agiscono come sicurezze complementari al normale controllo di processo degli impianti:

	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 10 / 16
		01	



In generale un loop di controllo è costituito da sensori in campo (iniziatori), funzioni logiche ed elementi finali (per.es. valvole).

I livelli gerarchici su cui è strutturato il sistema ESD di piattaforma sono descritti di seguito.

ASD – Allarme di abbandono piattaforma (Abandon platform Shut Down) – attivato solo da pulsanti manuali installati localmente sulla piattaforma o sul FPSO.

Questo è il livello più alto del sistema di arresto di emergenza, ed è inteso come ultima sicurezza prima dell'evacuazione dell'impianto. L'attivazione causa la sequenza ESD con la chiusura delle valvole di fondo pozzo.

ESD – Arresto di emergenza (Emergency Shut Down) – attivato:


- da pulsanti manuali installati localmente in piattaforma o a bordo del FPSO;
- dalla sala di controllo remoto sul FPSO;
- in caso di confermata rilevazione presenza incendio;
- in caso di confermata rilevazione presenza miscele esplosive.

E' il più alto livello di blocco che contempla la presenza di personale a bordo e causa il blocco automatico di produzione con la chiusura delle valvole di blocco, incluse le valvole di fondo pozzo (con conseguente sezionamento dell'impianto e depressurizzazione).

PSD – Blocco di processo (Process Shut Down) - attivato dal rilevamento di condizioni anomale del processo con potenzialità di sviluppo in situazioni di emergenza più gravose. Questa attivazione comporta il blocco di produzione della piattaforma.

LSD – Blocco locale (Local Shut Down) – attivato da logica locale o dal rilevamento di condizioni anomale di unità di processo e servizio non essenziali. L'obiettivo di un LSD è quello di mettere un apparecchiatura in condizioni di sicurezza e dare agli operatori la possibilità di impedire l'escalation a un livello più elevato di arresto (PSD o ESD).

L'obiettivo del **sistema F&G** è quello di ridurre al minimo il pericolo di escalation di un evento incidentale che può essere incendio od esplosione.

	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 11 / 16
		01	

Per raggiungere questo obiettivo il sistema di rilevazione F&G:

- monitora tutte le aree dove gli incendi possono aver luogo;
- monitora tutte le aree dove gas infiammabili si possono liberare;
- controlla i limiti di aree con presenza di gas infiammabile, per rilevare prontamente eventuali fughe.

Il sistema è progettato in modo tale che il danno, in caso di emergenza, sia ridotto al minimo, per quanto ragionevolmente praticabile. Il sistema F&G è integrato nel sistema ESD in configurazione failsafe.

3.3 Sistema Antincendio

Il sistema antincendio ha lo scopo di fornire l'acqua e la miscela acqua/liquido schiumogeno per controllare una situazione di incendio che dovesse svilupparsi sulla piattaforma o a bordo del FPSO.

Il sistema di distribuzione dell'acqua consiste in una rete di tubazioni disposte ad anello intorno alle aree da proteggere, in modo da consentire l'alimentazione di ogni idrante o utenza antincendio da almeno due direzioni.

La rete antincendio è alimentata dall'acqua di mare il cui prelievo è garantito da un opportuno sistema di sollevamento.

I sistemi di prevenzione degli incendi devono essere conformi a quanto previsto dal D.Lgs. 624 ed alla SOLAS (IMO- International Convention for the Safety of Life at Sea), in particolare all'LSA Code (Life Saving Appliance) ed all'FSS Code (Fire Safety System). Ulteriori standard di riferimento per la progettazione sono: ISO 13702, EN ISO 10418, ISO 17776.

Per la protezione antincendio attiva degli impianti saranno previsti i seguenti sistemi:

- Sistema idrico antincendio;
- Sistemi antincendio a schiuma;
- Sistema fisso antincendio a saturazione (per locali chiusi);
- Attrezzature mobili antincendio.

3.4 Ulteriori sistemi di sicurezza


In caso di rottura della testa pozzo (esempio collisione con nave) è prevista una valvola di sicurezza che isola istantaneamente i livelli produttivi del giacimento dalle facilities.

3.5 Sistema di generazione elettrica di Sicurezza

Il sistema elettrico di sicurezza ha lo scopo di garantire continuità di alimentazione ai carichi elettrici classificati come vitali, cioè quelli per cui la continuità di alimentazione è indispensabile per garantire la sicurezza delle persone e l'integrità delle installazioni di piattaforma e dell'FPSO.

In caso di fallimento di tutti i sistemi di generazione elettrica (motogeneratori diesel), i carichi vitali sono alimentati con una fonte di energia di sicurezza fornita per mezzo di due quadri di corrente continua (DCP) installati ciascuno sulla piattaforma e sull'FPSO.

Ciascun sistema DCP è costituito essenzialmente da batterie in configurazione ridondata (2x100%), installate in una sala dedicata ed alimentate in condizioni di normale funzionamento

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 12 / 16
		01	

dal sistema di distribuzione principale di piattaforma (PMCC). In caso di mancanza della generazione principale e di servizio, ogni banco di batterie del sistema garantirà l'alimentazione dei carichi considerati come vitali per un tempo minimo pari a 6 ore (ai sensi dell'art. 36 DPR 886/79).

3.6 Mezzi di Evacuazione

Per consentire l'evacuazione del personale presente sull'FPSO o che si reca saltuariamente sulla piattaforma per controlli e manutenzione impianti, anche in casi di avaria del mezzo navale di trasporto e appoggio, le due strutture saranno dotate di scialuppe e zattere autogonfiabili e di tutte le attrezzature prescritte dal RINA e dalle altre normative vigenti (ISO 13702, ecc.).

3.7 Sistema di aiuto alla navigazione

Il sistema di aiuto alla navigazione ha lo scopo di segnalare la presenza della piattaforma e dell'FPSO alla navigazione marittima e aerea in ogni condizione meteorologica. Il sistema includerà tutti i segnali acustici e luminosi in conformità agli standard internazionali (IALA e ICAO).

3.8 Progettazione: risk analysis

Nella progettazione degli impianti su FPSO e piattaforma OMBA, la valutazione del rischio viene condotta parallelamente alla progettazione stessa e le misure per la riduzione del rischio vengono adottate sistematicamente per garantire la sicurezza intrinseca delle apparecchiature e del processo di produzione nella sua interezza.

Tutti gli elementi di rischio vengono sistematicamente presi in considerazione e valutati nel corso della progettazione al fine di:


- identificare i rischi;
- valutare gli stessi e le loro conseguenze;
- adottare tutte le misure progettuali, tecnologiche e gestionali che permettono di ridurre il rischio, riducendo sia la probabilità di accadimento dell'evento accidentale, sia gravità del danno che l'evento stesso potrebbe arrecare.

Il rischio residuo, a questo punto, può essere gestito attraverso la pianificazione dell'emergenza, con l'individuazione dei ruoli e l'impiego di procedure operative, di sistemi di controllo adeguati per l'esercizio in sicurezza dell'impianto.

La prima fase di questo processo, integrato nella progettazione stessa dell'impianto, è lo studio di analisi **Hazld**, che è volto ad una revisione completa del progetto ed include tutte le possibili apparecchiature ed aree collegate, allo scopo di identificare e minimizzare i rischi per il personale, l'ambiente esterno, le infrastrutture e le apparecchiature.

Gli obiettivi dell'analisi Hazld sono:

- Analisi sistematica del progetto alla ricerca dei rischi potenziali e loro classificazione, in base alla loro frequenza e gravità.
- Qualora il Risk Ranking evidenzia situazioni critiche, è necessario procedere con:
 - o ulteriori analisi,
 - o revisione del progetto o delle procedure di sviluppo,
 - o qualsiasi intervento che riconduca i rischi nella zona di accettabilità o in quella di continuo miglioramento (principio ALARP: As Low As Reasonably Possible).

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 13 / 16
		01	

L'analisi è condotta sui possibili pericoli per le varie parti di impianti, siano essi causati da eventi interni o esterni all'impianto stesso e copre anche le attività di costruzione, commissioning e manutenzione. Si identificano quindi i potenziali pericoli, le loro cause e le possibili misure di mitigazione.

Per ogni rischio significativo, viene effettuata una valutazione di tipo quantitativo legata alla frequenza di accadimento ed alla gravità delle conseguenze. Se il rischio risulta essere inaccettabile o comunque tale per cui si ritengono necessarie ulteriori misure per la riduzione del rischio, viene definita una raccomandazione volta a diminuire il rischio potenziale, che deve essere implementata nel progetto attraverso:

- modifica del progetto,
- approfondimenti (studi di analisi successivi),
- procedure specifiche da inserire nel Manuale Operativo di Impianto.

La fase successiva di analisi di rischio riguarda l'operabilità dell'impianto (**Hazop**).

Attraverso una dettagliata analisi degli schemi di marcia, viene verificata la corretta progettazione dei sistemi di sicurezza intrinseci e delle misure di prevenzione e risposta alle emergenze, limitatamente agli aspetti impiantistici.

Anche in questa fase vengono prodotte delle raccomandazioni che possono tradursi in modifiche più o meno sostanziali del progetto o di sue parti, in modo da assicurarne la sicurezza operativa.

L'ultima fase è la Valutazione quantitativa del rischio (**QRA**), che consente di valutare il rischio al quale è sottoposto l'impianto simulando eventi incidentali e valutandone le conseguenze attraverso modelli matematici.

Tale attività viene condotta come ultima verifica sui layout finali dell'impianto e permette di controllare che tutti gli elementi di rischio sono stati considerati e quindi gestiti correttamente.

Il processo di progettazione è pertanto iterativo: tutte le analisi di rischio condotte vengono inglobate nel progetto stesso, attraverso l'implementazione delle modifiche e integrazioni raccomandate in sede di Hazid, Hazop e QRA; in tal modo si riesce ad individuare e ridurre in modo significativo il rischio potenziale ed a minimizzare il rischio residuo.

4. PIANO DI EMERGENZA ANTINQUINAMENTO

In relazione al rischio di rottura di linee o apparecchiature contenenti gas che possono dare origine a perdite ed emissioni in atmosfera, il normale sistema di sicurezza e blocco descritto nei paragrafi precedenti, permette di fermare l'impianto, o parte di esso, non appena si verifichi un'anomalia di funzionamento, un guasto o un incidente.


In accordo alle API RP 14J, tale sistema di sicurezza è progettato per raggiungere gli obiettivi di:

- limitare la perdita di idrocarburi isolando tempestivamente i flussi in ingresso e in uscita;
- eliminare le potenziali sorgenti di innesco esplosione.

Il criterio di prevenzione che viene adottato nella progettazione consente, pertanto, di limitare non solo il rischio che si verifichi un rilascio accidentale, ma anche di limitarne l'ampiezza.

La società Medoilgas Italia SpA ha messo in atto diversi strumenti operativi necessari per una rapida attivazione della squadra d'intervento per la lotta all'inquinamento nel caso in cui si verifichi una perdita di idrocarburi; in particolare:

- ha (già nel recente passato) stipulato un contratto con la società Edison SpA per la disponibilità dei mezzi antinquinamento come disposto dal DPR 886/79;
- ha, più in generale, predisposto un Piano Operativo di Emergenza (POE) che costituisce il supporto organizzativo essenziale per qualsiasi tipo di emergenza.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 14 / 16
		01	

In relazione alla potenziale entità dello sversamento, i livelli di emergenza sono i seguenti:


Livello 1: evento contrastabile con le risorse presenti in campo;

Livello 2: evento che richiede il coinvolgimento delle risorse di terra e regionali;

Livello 3: evento che richiede il ricorso alle risorse nazionali e, nel caso, tramite il REMPEC per le altre nazioni che si affacciano sul Mediterraneo.

Nel livello 3 è coinvolta anche la capitaneria di porto interessata.

Nella seguente Tabella sono sintetizzati la tipologia di mezzi che saranno in dotazione alla piattaforma ed all'FPSO, al supply vessel di appoggio e a terra presso la base portuale di Ortona per far fronte agli inquinamenti di Livello 1 e 2 e supportare la lotta contro gli inquinamenti di livello 3.

	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 15 / 16
		01	

Per gli idrocarburi eventualmente raccolti a mare è previsto lo stoccaggio in casse dedicate a bordo del supply vessel e quindi lo scarico in porto a società autorizzata.

Dotazione	Attrezzatura
Presso Piattaforma ed FPSO	Fusti disperdente tipo CHIMEC Chimperse 2000, da 200 l
Galleggiante FSO	Fusti disperdente tipo CHIMEC Chimperse 2000, da 200 l
Supply vessel	Panne galleggianti d'alto mare su rullo
	Skimmer 110 k
	Power pack
	Bracci dispersori
	Disperdente
Base Ortona	Barriera gonfiabile d'altura tipo VBGH-180
	Rulli acciaio motorizzati per avvolgimento barriere
	Soffianti elettriche per gonfiaggio barriere
	Gruppi elettrogeni da 10kW
	Skimmer a dischi superiore tipo FLOAT DISCOIL 50, completo di generatore G.O. 52+25/V-3 e accessori
	Skimmer a stramazzo tipo FOILEX TDS200, completo di centrale idraulica, pompa TDS da 70 m3/h-HP200 hose package e accessori


5. PIANIFICAZIONE DELLE EMERGENZE

In questa fase non è possibile definire nel dettaglio un Piano di Emergenza per gli impianti in questione. La formulazione definitiva di tale piano avverrà a valle dell'ingegneria per costruzione, prima della messa in esercizio degli impianti e in conformità alle disposizioni previste dalla normativa vigente in materia di sicurezza in ambito minerario.

Si sottolinea che Medoilgas Italia SpA fa parte dell'Associazione Mineraria Italiana (Assomineraria) all'interno della quale è stato istituito un "Gruppo Emergenze Rilevanti", del quale fanno parte tutte le più importanti società del settore (ENI, Edison, Total, ecc) che ha formulato un PIANO COMUNE DI EMERGENZA ed è in grado di gestire, su richiesta, le emergenze gravi legate alla condotta delle attività di perforazione e coltivazione degli idrocarburi.

In generale le emergenze considerate da Medoilgas Italia SpA nei Piani di Emergenza relativi alle proprie attività, sono:

- Infortunati lievi o gravi;
- Blow out del pozzo;
- Esplosioni o incendi;
- Fughe di gas o vapori esplosivi e/o tossici;
- Danneggiamento o distruzione dell'installazione;
- Avaria di macchine e impianti;
- Perdita o distruzione di sorgenti radioattive;
- Inquinamento lieve o grave;
- Fenomeni meteorologici ed eventi naturali (sismi, alluvioni, onde anomale, ecc) eccezionali;
- Incidente di elicottero;
- Natanti in difficoltà;
- Collisione fra natanti o fra natanti e piattaforma;

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all D11	Indice di revisione	Numero di fogli 16 / 16
		01	

- m) Incidente durante immersione;
- n) Uomo in mare.

L'emergenza può essere classificata come:

Emergenza “Minore”: situazione di pericolo limitata ad una zona ristretta e circoscritta del sito. L'emergenza è fronteggiata con il personale ed i mezzi disponibili sul posto che risultano sufficienti per far fronte alla situazione, senza alcuna conseguenza immediata e futura. L'incidente, anche se “minore” deve essere comunque oggetto di analisi e investigazione HSE per eventuale adeguamento delle procedure operative.

Emergenza “Media”: situazione di pericolo circoscritta ma che rischia di estendersi anche all'esterno del sito. I mezzi ed il personale sul posto sono insufficienti o inadeguati per risolvere rapidamente il problema.

Emergenza “Maggiore”: situazione di pericolo già in atto che interessa gran parte o in toto il sito e rischia di estendersi all'esterno con conseguenze considerate gravi dal punto di vista umano e/o ambientale e/o tecnico e che potrebbero influenzare negativamente l'immagine della società e dell'attività presso l'opinione pubblica.

Nel caso di emergenza media-maggiore, si darà attuazione al presente Piano Operativo di emergenza (POE).

Le modalità di gestione di tali emergenze ed i relativi ruoli sono comunemente definite ed adottate in tutte le attività di Medoilgas Italia SpA e saranno pertanto definite ed adottate anche per lo Sviluppo del Campo Ombrina Mare, attraverso la definizione della struttura organizzativa dell'emergenza (ruoli e responsabilità, squadre di emergenza e di intervento, flussi informativi ecc.) e delle procedure operative da adottare.