

Medoilgas Italia S.p.A.

**Progetto Ombrina Mare
Offshore Adriatico**

**RELAZIONE TECNICA
EMISSIONI IN ATMOSFERA
AI SENSI DELL'ART.269 DEL D.LGS.152/06**

00	05/12/12	Emesso per approvazione	MTA	MGI	MGI	ARU
N° revisione	Data	Descrizione	Preparato	Controllato	Approvato	Approvato MOG
Indice di revisione						
 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc</small>			Nome Progetto Progetto Ombrina Mare		Logo contrattista:  BASIS ENGINEERING	
Titolo del documento Relazione tecnica emissioni in atmosfera ai sensi dell'art. 269 del D.Lgs 152/06			Località Offshore Adriatico		Scala n.a.	Numero di Fogli 80

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 2 / 80
		00	

INDICE

1. INSEDIAMENTO PRODUTTIVO	5
1.1 PREMESSA	5
1.2 L'INSEDIAMENTO PRODUTTIVO	5
1.3 FILOSOFIA DI PRESIDIO	6
1.4 UBICAZIONE ED ORIENTAMENTO DEL CAMPO	6
1.5 TERMINI PER LA MESSA IN ESERCIZIO E LA MESSA A REGIME	7
1.6 CONSIDERAZIONI PRELIMINARI SULLE EMISSIONI	8
1.7 PRODUZIONE	9
1.8 CARATTERISTICHE CHIMICO-FISICHE DEI FLUIDI PRODOTTI	10
1.9 CARATTERISTICHE CHIMICO-FISICHE DEGLI ALTRI FLUIDI DI SERVIZIO	11
2. DESCRIZIONE DEL CAMPO OMBRINA	13
2.1 CARATTERISTICHE PRINCIPALI DELLA PIATTAFORMA	13
2.2 CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL SERBATOIO FPSO	14
3. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' DI PRODUZIONE.....	17
3.1 PROCESSO DI PRODUZIONE OLIO E GAS ASSOCIATO	17
3.2 PROCESSO DI PRODUZIONE GAS	17
3.3 PIATTAFORMA OMBRINA MARE A (OBM-A).....	18
3.3.1 SISTEMI DI PROCESSO PRIMARI	18
UNITÀ 00100 – TESTE POZZO.....	18
UNITÀ 00220 – TRASPORTO OLIO.....	18
UNITÀ 00300 – SEPARAZIONE GAS E MISURA FISCALE GAS	18
UNITÀ 00310 – DISIDRATAZIONE GAS	19
3.3.2 SISTEMI DI SERVIZIO	19
UNITÀ 00120 – SKID INIEZIONE CHEMICALS	19
UNITÀ 00190 – TRAPPOLA DI LANCIO/RICEVIMENTO	19
UNITÀ 00230 – FIACCOLA E SCARICHI GAS	20
UNITÀ 00240 – SEPARATORE E BRACCIO DI SPURGO	20
UNITÀ 00430 – GASOLIO COMBUSTIBILE.....	21
UNITÀ 00450 – POTENZA IDRAULICA.....	21
UNITÀ 00460 – SISTEMA ARIA STRUMENTI	21
UNITÀ 00480 – GENERAZIONE ELETTRICA DI EMERGENZA	21
UNITÀ 00540 – DRENAGGI APERTI.....	21
UNITÀ 00550 – DRENAGGI CHIUSI	22
UNITÀ 00560 – RACCOLTA ACQUA DI PROCESSO	22
UNITÀ 00630 – GRU DI PIATTAFORMA.....	22
3.4 SERBATOIO FPSO	23
3.4.1 SISTEMI DI PROCESSO PRIMARI	23
UNITÀ 00200 – SEPARAZIONE OLIO.....	23
UNITÀ 00220 – STOCCAGGIO, MISURA FISCALE E SPEDIZIONE OLIO	23

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 3 / 80
		00	

UNITÀ 00330 – ADDOLCIMENTO GAS	23
UNITÀ 00331-335-337 – RECUPERO ZOLFO E STOCCAGGIO	24
UNITÀ 00360 – COMPRESSIONE GAS BP	24
UNITÀ 00360 – COMPRESSIONE GAS BI-STADIO.....	24
3.4.2 SISTEMI DI SERVIZIO	25
UNITÀ 00120 – SKID INIEZIONE CHEMICALS	25
UNITÀ 00190 – TRAPPOLA DI LANCIO/RICEVIMENTO	25
UNITÀ 00230 – TERMODISTRUTTORE, FIACCOLE E SCARICHI GAS.....	25
UNITÀ 00390 – SISTEMA GLICOLE	26
UNITÀ 00410 – GRUPPO HOT OIL.....	26
UNITÀ 00420 – FUEL GAS	26
UNITÀ 00430 – GASOLIO COMBUSTIBILE.....	27
UNITÀ 00460 – SISTEMA ARIA COMPRESSA	27
UNITÀ 00470 – GENERAZIONE ELETTRICA PRINCIPALE	27
UNITÀ 00480 – GENERAZIONE ELETTRICA DI EMERGENZA	28
UNITÀ 00540 – DRENAGGI APERTI.....	28
UNITÀ 00550 – DRENAGGI CHIUSI	29
UNITÀ 00560 – RACCOLTA ACQUA DI PROCESSO	29
UNITÀ 00630 – GRU SU FPSO	30
UNITÀ 00660 – SISTEMA HVAC	30
3.5 SISTEMI DI SICUREZZA E DI EMERGENZA DEL “CAMPO OMBRINA”	30
3.5.1 CIRCUITO BLOCCHI E STRUMENTAZIONE.....	30
3.5.2 SISTEMA DI ESD/F&GSISTEMA DI ESD/F&G.....	30
3.5.3 UNITÀ 730 – SISTEMA ANTINCENDIO	32
3.5.4 ULTERIORI SISTEMI DI SICUREZZA	32
3.5.5 UNITÀ 900 – SISTEMA ELETTRICO DI SICUREZZA	32
3.5.6 EVACUAZIONE	33
3.5.7 UNITÀ 720 – SISTEMA DI AIUTO ALLA NAVIGAZIONE	33
4. MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI E SOLUZIONI TECNOLOGICHE ADOTTATE... 34	
4.1 MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI	34
4.2 DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI SOLUZIONI TECNOLOGICHE ADOTTATE.....	38
4.2.1 TORCIA DI ALTA PRESSIONE PIATTAFORMA OBMA.....	38
<i>Descrizione e criteri di dimensionamento della torcia.....</i>	<i>38</i>
<i>Convogliamento delle emissioni torcia alta pressione.....</i>	<i>39</i>
4.2.2 TORCIA DI ALTA PRESSIONE FPSO	39
<i>Descrizione e criteri di dimensionamento della torcia.....</i>	<i>39</i>
<i>Convogliamento delle emissioni alla candela alta pressione.....</i>	<i>39</i>
4.2.3 TORCIA DI BASSA PRESSIONE FPSO.....	40
<i>Descrizione e criteri di dimensionamento della torcia.....</i>	<i>40</i>
4.3 BRACCIO DI SPURGO OBM-A	41
4.3.1 DESCRIZIONE E CRITERI DI DIMENSIONAMENTO	41
4.3.2 CONVOGLIAMENTO DELLE EMISSIONI AI BRACCI DI SPURGO 002400FS001/002	42
4.4 GENERAZIONE ELETTRICA PRINCIPALE	42
4.5 GRUPPI ELETTROGENI DI EMERGENZA.....	43
5. EMISSIONI GASSOSE..... 44	

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 4 / 80
		00	

5.1	GENERALITÀ SULLE EMISSIONI	44
5.2	DESCRIZIONE DELLE EMISSIONI CONVOGLIATE	45
5.2.1	PIATTAFORMA OMBRINA MARE A	45
5.2.2	FPSO	49
5.2.3	EMERGENZA	59
5.3	DESCRIZIONE DELLE EMISSIONI DIFFUSE	71
5.4	QUADRO RIASSUNTIVO DELLE EMISSIONI	72
5.5	SOMMATORIA DELLE EMISSIONI RIFERITE AD UN ANNO	73
5.6	FATTORI DI EMISSIONE	74
5.7	NOTE FINALI.....	76
6.	CARATTERISTICHE E QUALITA' DEI COMBUSTIBILI IMPIEGATI	77
6.1	GAS NATURALE.....	77
6.2	GASOLIO.....	78
7.	RIFERIMENTI.....	79
8.	ALLEGATI.....	80

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	5 / 80

1. INSEDIAMENTO PRODUTTIVO

1.1 Premessa

Scopo della presente relazione è quello di definire le emissioni in atmosfera in condizioni operative normali degli impianti del “Campo Ombrina Mare”, costituiti da due strutture distinte: la piattaforma Ombrina Mare A (OBM-A), collegata mediante bridge con la struttura del pozzo esistente esplorativo OBM-2Dir, e il serbatoio FPSO, collegati fra loro da sealines e ombelicali.

Tale relazione tecnica costituisce allegato alla domanda di autorizzazione alle emissioni in atmosfera ai sensi dell’art. 269 del D. Lgs. 152/06.

Il ciclo di produzione della piattaforma è puramente estrattivo. Le attività di estrazione sono operazioni di pertinenza mineraria, conseguentemente l’impianto in oggetto ricade, per il contenimento delle emissioni inquinanti l’atmosfera nell’allegato I alla Parte V del D. Lgs. 152/06 - parte IV sezione 2.

Il progetto “Ombrina mare” è stato sviluppato in seguito alle attività esplorative svolte all’interno del Permesso di Ricerca B.R. 269 GC, conferito con D.M. del 5 maggio 2005; le perforazioni dei pozzi Ombrina Mare 1 e Ombrina Mare 2dir, hanno rinvenuto, oltre alle mineralizzazioni ad olio nei carbonati della piattaforma Apula, anche mineralizzazioni a gas biogenico nella successione pliocenica sovrastante. Il Programma di sviluppo comprende attività direttamente connesse allo sviluppo del giacimento ad olio Ombrina Mare e dei livelli a gas pliocenico sovrastanti (perforazione) e prevede l’installazione delle infrastrutture necessarie per la coltivazione dei giacimenti (piattaforma, serbatoio galleggiante, condotte sottomarine).

L’istanza per il conferimento della concessione di coltivazione “D.30B.C. – MD” è stata presentata da Medoilgas al Ministero per lo Sviluppo Economico in data 17/12/2008.

Attualmente è in corso la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, avviata con Istanza presentata al Ministero per la Tutela del Territorio e del Mare in data 13/12/2009 (prot. N. DVA-2009-34243).

1.2 L’insediamento produttivo

Il campo Ombrina Mare è situato nel Mar Adriatico, in particolare nel Mar Adriatico centrale a circa 6 Km dalle coste abruzzesi. La profondità dell’acqua è di circa 20 m.

Il processo di produzione e trattamento degli idrocarburi si svolgerà, come detto, su due strutture distinte, la piattaforma Ombrina Mare A e il serbatoio FPSO, collegate tra loro da sealines e ombelicali. Si utilizzeranno inoltre le strutture già esistenti del campo di Santo Stefano Mare per il vettoriamento del gas pliocenico alla rete di distribuzione a terra.

La piattaforma Ombrina Mare A (OBM-A), sarà adibita all’estrazione dell’olio (e del gas a esso associato) e all’estrazione del gas biogenico dai livelli pliocenici soprastanti. L’erogazione degli idrocarburi avverrà da 6⁽¹⁾ pozzi completati in doppio, con una stringa per l’estrazione dell’olio e una stringa per l’estrazione del gas.

Il gas dei livelli pliocenici e l’olio dei calcari terziari verranno trattati separatamente in due circuiti differenti con apparecchiature di processo posizionate, per la maggior parte, su OBM-A, per il gas pliocenico, e, sul FPSO, per l’olio.

⁽¹⁾Inclusa la produzione dal pozzo esplorativo OBM-2Dir, la cui struttura sarà connessa ad OBM-A mediante bridge.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 6 / 80
		00	

Il trattamento del gas pliocenico avverrà a bordo della piattaforma OBM-A, dalla quale il gas verrà inviato al campo “S. Stefano Mare” tramite una sealine della lunghezza di circa 12 km; l’olio estratto dai pozzi transiterà dalla piattaforma attraverso il manifold di produzione e verrà trasferito in fase mista (olio/gas) al serbatoio galleggiante FPSO per essere trattato e successivamente trasportato con un tanker a recapito finale per la commercializzazione.

Il serbatoio galleggiante FPSO sarà pertanto dotato dei sistemi di processo per la separazione delle fasi, l’addolcimento del gas e lo stoccaggio dei diversi prodotti del processo, principalmente dell’olio ma anche dell’eventuale acqua di produzione non reiniettata e dello zolfo di recupero dal gas di soluzione.

I principali vantaggi della configurazione progettuale scelta sono:

- gestire in maniera centralizzata la richiesta di energia di tutte le infrastrutture del campo producendola a bordo del FPSO utilizzando lo stesso gas di giacimento,
- stoccare a bordo tutti i prodotti del processo e i chemicals.

Questo permette di ottimizzare i rendimenti energetici e tenere meglio sotto controllo eventuali rischi potenziali legati alle sostanze impiegate nel processo, concentrandole in un unico luogo e riducendone i trasporti.

L’energia necessaria ad alimentare tutti i consumi elettrici delle strutture del campo sarà trasferita all’intero sistema tramite ombelicali.

La vita operativa del campo è stimata in 25 anni in maniera continuativa (365 g/anno).

1.3 Filosofia di presidio

La piattaforma sarà caratterizzata da unità di processo e servizi atti al funzionamento che non prevede un presidio permanente del personale a bordo; l’accesso, per le attività operative e di manutenzione, è consentito attraverso un piccolo imbarcadere.

Il personale sarà presente in piattaforma solo durante la normale attività periodica di manutenzione.

La piattaforma sarà comunque provvista di un container alloggio adibito ad una sistemazione di emergenza per la sopravvivenza di 3÷4 persone per 2 giorni.

A bordo del FPSO è invece prevista la presenza di un modulo alloggi per 15 persone equipaggiato con cucina, lavanderia sale comuni e comforts normalmente resi disponibili su moduli alloggi offshore.

1.4 Ubicazione ed orientamento del Campo

La piattaforma OBM-A, adibita alla produzione di olio e gas, è inserita nel più ampio contesto di sviluppo dei campi del mare Adriatico. La piattaforma sarà ubicata in corrispondenza delle seguenti coordinate geografiche:

- Lat: 42° 19’ 21,897’’ N
- Long: 14° 32’ 0,828’’ E

La piattaforma sarà orientata parallelamente al Nord geografico.

Il serbatoio galleggiante (FPSO) sarà presidiato ed ubicato circa 4-5 km a NE della piattaforma centrale OBM-A.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 7 / 80
		00	

La boa di ormeggio del serbatoio galleggiante sarà solidale con lo stesso, permettendogli di ruotare a 360° per ottimizzare la posizione rispetto al vento attivo. Sarà attrezzata per permettere il passaggio dell'olio proveniente da OBM-A e avviato verso l'FPSO. Con frequenza di circa una volta al mese, un tanker verrà affiancato al FPSO per svuotarne i serbatoi (operazione di allibo).

La boa di ormeggio, rispetto alla quale potrà ruotare la FPSO, sarà posizionata circa 4-5 km a nord-est dalla piattaforma OBM-A, nei punti di coordinate:

- caso ormeggio 4 km a NE della piattaforma OBM-A
 - Lat: 42° 20' 52," N
 - Long: 14° 34' 06," E
- caso ormeggio 5 km a NE della piattaforma OBM-A
 - Lat: 42° 21' 15," N
 - Long: 14° 34' 37," E

L'ubicazione definitiva della boa di ancoraggio verrà stabilita in seguito ad indagini di dettaglio per definire con esattezza le caratteristiche del fondale e delle correnti.

Nella scelta dell'orientamento si è tenuto conto dei problemi e/o situazioni che possono verificarsi durante la vita dell'impianto, sia in condizioni operative normali sia in condizioni di emergenza e dei diversi fattori e dei vincoli da un punto di vista progettuale.

L'orientamento della piattaforma o del FPSO ed il posizionamento di particolari apparecchiature è stato effettuato in modo da:

- ottimizzare la ventilazione naturale così da minimizzare il rischio di accumulo di gas;
- massimizzare la probabilità di avere condizioni di vento che favoriscano la dispersione, in una direzione che non interessi la piattaforma, del gas scaricato dal braccio di spurgo, dalle torce di alta pressione e dalla torcia di bassa pressione sul FPSO;
- assicurare un livello di irraggiamento su ogni piano della piattaforma o del FPSO non superiore a 1,5 kW/m², durante la depressurizzazione manuale delle apparecchiature alle torce verticali di alta e bassa pressione;
- assicurare un livello di irraggiamento su ogni piano della piattaforma non superiore a 1,5 kW/m², durante la combustione del flusso di gas scaricato dal braccio orizzontale, posizionato in condizioni di vento favorevole, durante l'operazione di spurgo pozzi;
- assicurare un livello di irraggiamento su ogni piano della piattaforma non superiore a 5 kW/m², per l'accensione del flusso di gas scaricato in condizioni di emergenza dalle torce di alta e bassa pressione (piena portata PSV, depressurizzazione impianto);
- fornire un'adeguata rotta di avvicinamento, cioè contro vento e contro la direzione prevalente dello stato di mare per i vessel di supporto.

1.5 Termini per la messa in esercizio e la messa a regime

Il periodo previsto intercorrente tra la messa in esercizio e la messa a regime dell'impianto è pari a circa 20 giorni.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 8 / 80
		00	

1.6 Considerazioni preliminari sulle emissioni

Vengono anticipate alcune notizie sulle emissioni allo scopo di darne una panoramica introduttiva.

Descrizioni più esaustive circa la quantità e qualità delle singole emissioni verranno fornite nei paragrafi successivi (si veda Capitolo 5).

Le emissioni continue o occasionali vengono indicate nella seguente tabella:

Sorgente	Tipologia di emissione
<i>OBM-A</i>	
Gruppo elettrogeno diesel	Effluenti combustione gasolio – prove di funzionamento settimanali
Torcia di alta pressione	Combustione del gas derivante dalla depressurizzazione manuale delle apparecchiature operanti ad alta pressione durante le operazioni di manutenzione - occasionale
Braccio di spurgo	Combustione del gas pliocenico durante le operazioni di spurgo delle stringhe produttive - occasionale
Serbatoio stoccaggio gasolio	Aria e vapori di gasolio scaricati all'atmosfera per respirazione e durante il riempimento del serbatoio – non quantificabili/trascurabili
<i>FPSO</i>	
Gruppo elettrogeno diesel	Effluenti combustione gasolio - prove di funzionamento settimanali
Torcia di alta pressione - piloti	Combustione del gas di alimentazione dei piloti - continua
Torcia di alta pressione	Combustione del gas derivante dalla depressurizzazione manuale delle apparecchiature operanti ad alta pressione durante le operazioni di manutenzione - occasionale
Torcia di bassa pressione - piloti	Combustione del gas di alimentazione dei piloti - continua
Caldaia hot oil	Effluenti combustione gas (addolcito) - continua
Motogeneratore a gas	Effluenti combustione gas (addolcito) - continua
Termodistruttore	Effluenti combustione gas - continua

Le emissioni di emergenza vengono indicate nella seguente tabella:

Sorgente	Tipologia di emissione
<i>OBM-A</i>	
Gruppo elettrogeno diesel	Effluenti combustione gasolio per blocco generazione elettrica principale

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 9 / 80
		00	

Sorgente	Tipologia di emissione
Torcia di alta pressione	Combustione del gas derivante dalla depressurizzazione manuale delle apparecchiature operanti ad alta pressione per blow-down piattaforma.
FPSO	
Gruppo elettrogeno diesel	Effluenti combustione gasolio per blocco generazione elettrica principale
Torcia di alta pressione	Combustione del gas derivante dalla depressurizzazione delle apparecchiature operanti ad alta pressione durante blow-down impianti.
Torcia di bassa pressione	Combustione del gas derivante dagli scarichi continui a bassa pressione e dalle apparecchiature operanti a bassa pressione, <u>in caso di emergenza del termodistruttore</u>

Le emissioni di emergenza inviate alle torce di alta pressione derivano dall'apertura di valvole di sicurezza o dall'evento di depressurizzazione automatica delle apparecchiature di piattaforma o del FPSO dopo blocco di emergenza ESD.

Si fa notare che, per quanto riguarda la Piattaforma OBM-A, il processo è da ritenersi chiuso: non ci saranno cioè rilasci in atmosfera, ad esclusione degli sfiati di blow-down, per depressurizzazione programmata delle linee, con frequenza semestrale e durata estremamente limitata.

In caso di emergenze o malfunzionamenti il gas rilasciato sarà convogliato verso la torcia di alta pressione, dotata di piloti che si accendono in caso di rilevamento gas.

1.7 Produzione

La produzione prevista per il campo "Ombrina Mare" è variabile tra circa 5000 e 7500 bbl/d di olio e circa 85000 Sm³/d di gas.

L'erogazione degli idrocarburi avverrà da 6 pozzi completati in doppio, con una stringa per la coltivazione dell'olio e una stringa per la coltivazione del gas.

La piattaforma produrrà in continuo per 365 g/anno.

I dati di giacimento, dimensionanti la piattaforma, sono:

N° di pozzi:	6 in doppio completamento
Portata max totale olio prodotto:	7500 bbl/giorno
Portata max totale gas di prodotto:	85000 Sm ³ /giorno
Portata di progetto acqua di strato:	38 ⁽²⁾ m ³ /g
Pressione statica di testa pozzo (STHP):	200 ⁽²⁾ bara
Temperatura di giacimento	88 °C

⁽²⁾ Portata di acqua di strato e pressione stimate dalle prove eseguite sul pozzo esplorativo. Valore da verificare nella successiva fase di ingegneria.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	

1.8 Caratteristiche chimico-fisiche dei fluidi prodotti

Caratteristiche chimico - fisiche del gas pliocenico

Le caratteristiche chimico-fisiche del gas, ricavate dai DST effettuati nel pozzo Ombrina Mare 1, sono riportati nelle tabelle seguenti:

Componenti	% Volume
CH ₄	98.98 – 99.44
C ₂ H ₆	0.05 – 0.06
C ₃ H ₈	tracce
N ₂	0.34 – 0.78
CO ₂	0.07 – 0.09
H ₂ S	assente
Peso molecolare medio del gas estratto	16,01 Kg/Kmole

Tabella 1.8.a – Composizione del gas in Ombrina Mare 1

Caratteristiche fisiche gas	
Densità (aria = 1)	0.56
Viscosità @ 56° C [cp]	0.0175
Peso specifico @ 15° C [Kg/Nm ³]	0.6845 – 0.6868

Tabella 1.8.b – Caratteristiche fisiche del gas di Ombrina Mare 1

Caratteristiche chimico - fisiche dell'olio

Le caratteristiche dell'olio di Ombrina Mare sono state stimate a partire dall'olio campionato nella fase di prova di lunga durata effettuata sul pozzo OBM1.

Le caratteristiche principali dell'olio risultano le seguenti (i dati relativi al tenore in zolfo, il punto di scorrimento, il contenuto asfaltenico sono stati ricavati da un'analisi su un campione recuperato durante il DST n°1 del 1987):

- Pressione di saturazione (Pb), kg/cm²a 50,0
- Densità (do), kg/l 0,9425

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 11 / 80
		00	

- Densità (do), °API 18,6
- Fattore di volume (Bo), m3/m3ST 1,095
- Gas disciolto (Rs), stm3/m3 18,4
- Compressibilità dell'olio in giacimento (co), bar-1 8,22*10-5
- Tenore in zolfo (% peso) 5,54
- Punto di scorrimento olio di superficie (Psc), °C -24,0
- Tenore in asfalteni (% peso) 12,6.

Su un olio campionato durante il flow test su OBM2Dir, inoltre, è stata effettuata un'analisi semplificata dell'olio di superficie che ha dato i seguenti risultati:

- Densità (do), kg/l 0,9521
- Densità (do), °API 17,1
- Tenore in zolfo (% peso) 5,43
- Punto di scorrimento olio di superficie (Psc), °C -27,0.

1.9 Caratteristiche chimico-fisiche degli altri fluidi di servizio

In relazione alle emissioni in atmosfera, le principali sostanze presenti sono:

- Metano (componente prevalente del gas naturale prodotto)
- Glicole dietilenico (inibitore di formazione idrati)
- Gasolio (combustibile motore del gruppo elettrogeno)
- Dietanolamina (reagente rimozione H₂S)

Le caratteristiche merceologiche del gasolio e del metano utilizzati come combustibili, conformi a quanto previsto dal D.Lgs. 152/06 All. X, sono riportate nel capitolo 8 con i relativi consumi stimati.

Caratteristiche chimico - fisiche del **metano** (componente prevalente del gas naturale prodotto)

1. Nome : metano
2. Descrizione : gas incolore, inodore
3. Formula : CH₄
4. Costanti principali
 - Punto di ebollizione : -161,6 (°C)
 - Temperatura di autoaccensione : 537,8 (°C)
 - Densità relativa (aria=1) : 0,554
 - Peso molecolare : 16,05
 - Limiti di esplosività in aria : 3 - 15 (% vol)

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 12 / 80
		00	

Caratteristiche chimico - fisiche del **glicole dietilenico** (inibitore di formazione idrati)

1. Nome : glicole dietilenico (DEG)
2. Descrizione : liquido incolore
3. Formula : $C_4 H_{10} O_3$
4. Costanti principali
 - Punto di ebollizione : 244,8 (°C), a press. atm.
 - Temperatura di autoaccensione : 390 (°C)
 - Temperatura di infiammabilità : 124 (°C)
 - Peso specifico (a 25°C) : 1,12 (kg/dm³) a 20°C
 - Peso molecolare : 106,12 (g/mol)
 - Punto congelamento : - 8 (°C)
 - Tensione vapore (a 20°C) : < 0,01 mmHg a 20°C

Caratteristiche chimico - fisiche del **gasolio**

1. Nome : gasolio
2. Descrizione : liquido leggermente viscoso, marrone limpido e brillante
3. Costanti principali
 - Temperatura di autoaccensione : >220 (°C)
 - Temperatura di infiammabilità : 55 (°C)
 - Tensione di vapore a 37,8°C : 0,4 kPa (ASTMD D 2889)
 - Densità (a 15°C) : 820 ÷ 845 (kg/m³)
 - Viscosità a 40°C : < 7,4 mm²/s
 - Contenuto di zolfo : 0,001 (% in peso)
 - Acqua e sedimenti : 0,02 (%V)

Caratteristiche chimico - fisiche della **dietanolammina** (reagente rimozione H_2S)

1. Nome : dietanolammina (DEA)
2. Descrizione : liquido trasparente incolore
3. Formula : $NH(CH_2 CH_2 OH)$
4. Costanti principali
 - * Punto di ebollizione : 271 °C, a pressione atmosferica
 - * Temperatura di autoaccensione : 370 °C
 - * Temperatura di infiammabilità : 137 °C
 - * Peso specifico (a 25°C) : 1,09 (kg/dm³) a 20°C
 - * Peso molecolare : 105,14 (g/mol)
 - * Punto fusione : 28 °C
 - * Tensione vapore (a 20°C) : > 0,01 mmHg a 20°C
 - * Limiti di esplosività in aria : 2,1 – 10,6 (% vol)

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 13 / 80
		00	

2. DESCRIZIONE DEL CAMPO OMBRINA

2.1 Caratteristiche principali della piattaforma

La piattaforma OMB-A è composta da una struttura portante (jacket) a quattro gambe collegata al sovrastante deck che verrà posizionata adiacente all'esistente struttura tripode del pozzo Ombrina Mare 2 e a quest'ultima solidalmente collegata.

La piattaforma non prevede un presidio permanente del personale a bordo e l'accesso, per le attività operative e di manutenzione, è consentito attraverso un piccolo imbarcadero.

Il deck sarà composto da due piani; in quello inferiore (cellar deck), saranno posizionate tutte le apparecchiature di processo.

La seguente tabella riporta l'altezza (riferita alla Lowest Astronomical Tide) e le dimensioni principali dei due piani che costituiranno la piattaforma.

Elevazione [m]	Dimensioni [m]	Descrizione
13,10 L.A.T.	35 x 24	Cellar Deck
21,0 L.A.T.	29 x 21	Main Deck

Tabella 2.1.a – Schema della Sovra-Struttura (Deck) della piattaforma OMB-A

La piattaforma non sarà presidiata, ma sarà comunque provvista di un container alloggio adibito a sistemazione di emergenza per la sopravvivenza di 3÷4 persone per 2 giorni.

Al fine di permettere la coltivazione del giacimento secondo le ipotesi di processo esposte si prevede l'installazione sulla piattaforma OMB-A delle seguenti unità:

- manifold di produzione olio, e relativi manifold di servizio, con pompe di rilancio verso l'FPSO;
- 3 separatori di processo per il gas pliocenico con relativi manifold di servizio e strumenti di misura tecnica e fiscale;
- sistema di pompaggio bifase di mandata (2 unità; una di backup);
- generazione elettrica ausiliaria con motore da 0,1 MW, alimentato a gasolio (con relativo serbatoio da circa 5 m³), per le emergenze e utenze saltuarie (es. gru di carico).
- gru per il sollevamento del materiale.

La piattaforma sarà predisposta con apparecchiature di sicurezza per il personale e con un sistema di aiuto alla navigazione. La piattaforma sarà corredata di apparecchiature di sicurezza e salvataggio in numero adeguato e comunque rispondente ai requisiti richiesti dalle vigenti disposizioni legislative, posizionate in modo da garantire un'evacuazione rapida in caso di emergenza. Il posizionamento delle apparecchiature di salvataggio dovrà coprire tutti i piani della piattaforma e la quantità dovrà essere dimensionata per il 200% del massimo numero di persone che saranno presenti a bordo per le attività operative e di manutenzione.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 14 / 80
		00	

Sarà presente un sistema antincendio composto da anello antincendio e pompe alimentate elettricamente. L'anello dovrà essere tenuto in pressione da una pompa jockey.

Saranno presenti sistemi di sicurezza e di controllo per il monitoraggio e la gestione dei seguenti rischi:

- sicurezza del personale;
- valutazione della presenza di sostanze infiammabili in piattaforma;
- controllo della propagazione del fuoco
- monitoraggio presenza gas e/o idrogeno solforato (H₂S).

Per consentire l'operazione manuale di spurgo pozzi (per gas pliocenico) verrà utilizzato un braccio di spurgo. L'occorrenza di tale operazione è assolutamente saltuaria, eseguendosi all'inizio della fase di produzione o a seguito di workover.

Il gas derivante dalla depressurizzazione automatica di emergenza dell'intero impianto, nonché tutti gli sfiati manuali provenienti dalle apparecchiature di processo e di servizio durante le operazioni di manutenzione, saranno convogliati e bruciati nella torcia di alta pressione. Inoltre, la piattaforma verrà equipaggiata con sistemi di vent locali per sfiati da serbatoi.

La piattaforma è priva di eliporto.

2.2 Caratteristiche principali del serbatoio FPSO

L'unità FPSO sarà posizionata circa 4-5 km a Nord-Est della piattaforma OBM-A e sarà composta principalmente da due macro componenti: FPSO ed il sistema di ormeggio.

L'FPSO e la piattaforma OBM-A saranno tra loro collegate mediante *sealines* e ombelicali per consentire il trasferimento dei fluidi di processo e di servizio e l'energia elettrica.

L'FPSO è un mezzo navale con scafo a carena convenzionale a bordo del quale vengono installati gli impianti di produzione necessari al trattamento dell'olio proveniente dal Campo Ombrina Mare. Le stive vengono utilizzate per realizzare i serbatoi di stoccaggio. Lo scafo potrà provenire dalla riconversione di una petroliera oppure può essere appositamente costruito.

Pertanto, l'unità di produzione è anche quella di stoccaggio (FPSO, Floating Production Storage Offloading) e l'esportazione dei fluidi prodotti si effettua con il trasferimento di questi ultimi (operazione di allibo) su una nave.

L' FPSO si dispone secondo una direzione preferenziale in funzione della direzione di onde, corrente e vento, in quanto è ormeggiata tramite una torretta rotante (boa di ancoraggio) fissata al fondo marino e attorno alla quale la nave può ruotare di 360° riuscendo a disporsi sempre con la prua verso la direzione del vento.

In considerazione della tipologia di impianti e delle capacità di stoccaggio, si è identificato nella classe PANAMAX il tipo di nave (a doppio scafo) che potrà essere utilizzata per il progetto di sviluppo Ombrina Mare. La classe Panamax è contraddistinta dalle seguenti dimensioni:

- larghezza max 33 m circa,
- lunghezza max 320 m circa.

La capacità di stoccaggio del serbatoio dovrà essere la seguente:

- olio circa 45-50.000 tonnellate in camere riscaldate;

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 15 / 80
		00	

- acqua di formazione da 10000 a 15000 m³; ricavabile dal volume di stoccaggio disponibile inizialmente per l'olio;
- zolfo puro prodotto dalla desolforazione (circa 540 kg/d per circa un mese)



Figura 2.2.a - FPSO Firenze – estratto da sito internet SAIPEM www.saipem.eni.it/flotta/images/FPSOfirenze.jpg

L'FPSO sarà inoltre equipaggiata con le seguenti unità di servizio:

- Sistema di generazione principale composto da motori alternativi alimentati a gas metano per produzione energia elettrica di servizio a tutte le apparecchiature presenti su OMB-A e FPSO (2 unità da 1MW ciascuna; 1 di backup);
- sistema di generazione energia elettrica di emergenza, composto da un motogeneratore da 0,25 MW, alimentato a gasolio (con relativo serbatoio da circa 10 m³), per le emergenze e utenze saltuarie (es. gru di carico);
- sistema termodistruttore-fiaccole e scarichi gas avente lo scopo di raccogliere e smaltire gli scarichi gassosi operativi e di emergenza provenienti dalle Unità di processo e servizio a bordo FPSO;
- sistema olio diatermico per la fornitura del calore necessario al funzionamento degli impianti di processo a bordo del FPSO;
- sistema aria compressa;
- sistema antincendio composto da anello antincendio e pompe (una in marcia, una in stand-by) alimentate elettricamente dal sistema di alimentazione di piattaforma e ad un sistema di generazione elettrica di emergenza. L'anello dovrà essere tenuto in pressione da una pompa jockey;
- sistemi di sicurezza e di controllo per il monitoraggio e la gestione dei seguenti rischi:
 - Sicurezza del personale;
 - Valutazione della presenza di sostanze infiammabili in piattaforma;
 - Controllo della propagazione del fuoco.
- modulo alloggi per 15 persone equipaggiato con cucina, lavanderia sale comuni e comforts normalmente resi disponibili su moduli alloggi offshore;
- gru per il sollevamento di apparecchiature e materiali vari.
- *helideck* con la dotazione di sicurezza richieste dalla legge
- attrezzatura anti-inquinamento dell'intero campo, come prevista dalla legge (recuperatori meccanici, panne galleggianti, disperdente, ecc)

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 16 / 80
		00	

- equipaggiamenti di tutti gli elementi di segnalazione, di sicurezza e di evacuazione previsti dalla legge;
- sistema di evacuazione olio verso i tankers allibanti;

L'FPSO sarà equipaggiata con sistemi di allertamento la cui funzione sarà quella di segnalare la presenza di situazioni pericolose e di malfunzionamento per le quali si renderà necessario l'intervento di personale specializzato.

L'FPSO sarà predisposta con vie di fuga (dimensionate in accordo alle disposizioni vigenti in materia) in modo da permettere una sicura evacuazione del personale presente a bordo.

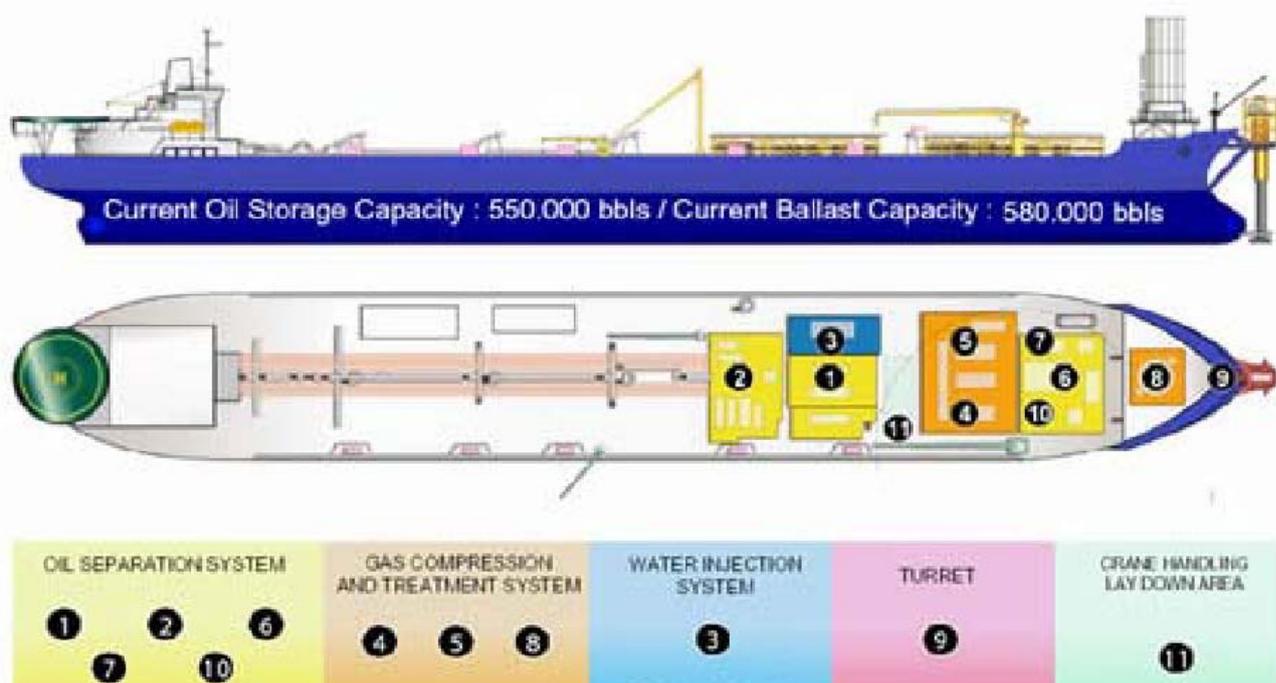


Figura 2.2.b – Allestimento tipico di un FPSO della tipologia che verrà impiegata nel progetto. Fonte: SAIPEM

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	17 / 80

3. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' DI PRODUZIONE

3.1 Processo di produzione olio e gas associato

Sulla piattaforma OBM-A, ogni stringa di produzione sarà connessa a un sistema di manifold di produzione, corredato di sistemi di drenaggio e sfiato, che permetterà il controllo dell'erogazione, l'eventuale esecuzione di test e la misura dei flussi.

Il fluido di giacimento è trasferito dai pozzi all'FPSO tramite condotta dedicata in controllo di pressione. Il fluido in fase mista (olio/gas/acqua di strato), convogliato in un'unica linea della lunghezza di circa 4/5 km, sarà quindi inviato mediante una pompa di mandata, su FPSO per il trattamento e lo stoccaggio.

Il fluido in arrivo sull'FPSO è inviato, dopo riscaldamento, in un primo separatore trifase, poi in un secondo separatore a pressione inferiore, quindi nel desalter e infine in un terzo separatore per la stabilizzazione a pressione atmosferica. L'olio in uscita, ulteriormente separato dalla fase gassosa e dall'acqua di strato, verrà inviato direttamente allo stoccaggio nella stiva del FPSO.

La fase gassosa liberata in questi tre passaggi, con il suo contenuto in H_2S , viene compressa e quindi inviata al trattamento di addolcimento del gas in un assorbitore ad ammina (DEA) dove l' H_2S viene rimosso. Il sistema DEA è costituito da una colonna di assorbimento gas e da un package di rigenerazione della soluzione di ammina. La corrente gassosa in uscita dall'assorbitore conterrà fino a 20 ppmv residue di H_2S e verrà successivamente compressa e disidratata per essere utilizzata come combustibile (fuel gas) per i motori alternativi e in alimentazione alla caldaia.

Il gas acido separato dall'assorbitore ad ammina, composto essenzialmente da H_2S e CO_2 , viene invece inviato all'unità di recupero zolfo (LO-CAT) dove verrà ridotto a zolfo elementare. Si prevede che il processo genererà una quantità di zolfo elementare pari a circa 0,7 kmol/h, ovvero circa 540 kg/d. Infine, il gas di coda in uscita dall'unità di recupero zolfo (LO-CAT) sarà incenerito nel termodistruttore.

Il fuel gas eventualmente eccedente il fabbisogno per l'alimentazione dei motori sarà inviato alla piattaforma OBM-A tramite una sealine e immesso nella corrente del gas pliocenico verso Santo Stefano Mare.

Una linea dalla piattaforma a FPSO sarà predisposta per utilizzare il gas pliocenico come fuel gas in caso di interruzione della produzione di olio.

L'acqua di strato, di cui è prevista la produzione a partire dal 4° anno di coltivazione del campo, separata dall'olio nel corso del processo (separatori/desalter), sarà inviata, mediante una pompa posizionata su FPSO, alla piattaforma OBM-A, e di qui reiniettata in giacimento tramite i pozzi appositamente completati con una portata massima stimata di circa 2.000 bbl/day. Un serbatoio di stoccaggio dell'acqua, con una capacità di circa 10 000/15 000 m³, sarà predisposto come soluzione di back up nelle stive del FPSO. Nel periodo transitorio (0-4 anni) qualora fosse presente dell'acqua di formazione, questa potrà essere accumulata nel serbatoio di stoccaggio ubicato su FPSO, e quindi inviata a terra per lo smaltimento mediante bettolina.

3.2 Processo di produzione gas

Il processo di produzione del gas pliocenico, che si svolgerà completamente sulla piattaforma OBM-A, prevede le seguenti fasi:

- erogazione dalle stringhe dedicate;
- convogliamento nei 3 separatori di testa pozzo;
- misura tecnica per ciascuna stringa, e raccolta di tutto il gas in unico manifold;
- disidratazione con glicole dietilenico (DEG);

 Medoigas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 18 / 80
		00	

- invio con condotta alla esistente piattaforma Santo Stefano Mare 9, previa misura fiscale.

Le apparecchiature necessarie al processo sopra descritto (separatori, manifold di produzione, flow meter) saranno ubicate a bordo della piattaforma OBM-A.

A valle dei separatori una derivazione preleverà il gas (a pressione di testa pozzo) da iniettare nei pozzi stessi per alleggerire la colonna idrostatica che grava sul giacimento a olio e mantenere le sufficienti condizioni di erogazione (gas lift).

Il gas, separato e disidratato, verrà inviato al pozzo Santo Stefano Mare 9 mediante una sealine della lunghezza di circa 12 km e, da qui, all'esistente centrale di Santo Stefano Mare.

L'acqua di strato separata dal gas pliocenico potrà essere reimpressa nella corrente del gas dopo la misura fiscale e inviata alla centrale di Santo Stefano Mare per separazione definitiva e smaltimento oppure reiniettata in giacimento dopo opportuno trattamento a bordo del FPSO.

In ogni caso non si prevede produzione di acqua di strato da giacimento pliocenico prima dell'ottavo anno di produzione.

3.3 Piattaforma Ombrina Mare A (OBM-A)

3.3.1 Sistemi di processo primari

Unità 00100 – Teste pozzo

I pozzi, completati in doppio, con una stringa per la produzione dell'olio e una stringa per la produzione del gas, sono provvisti di tutte le apparecchiature atte a garantire la sicurezza, la gestione e il trasporto dei fluidi di giacimento.

Sulla piattaforma OBM-A, ogni stringa di produzione sarà connessa a un sistema di manifold di produzione, corredato di sistemi di drenaggio e sfiato; analogamente per la linea gas.

Unità 00220 – Trasporto olio

L'unità 00220 è composta dalle seguenti apparecchiature:

- Pompe di spedizione (1 duty + 1 spare)
- Serbatoio di servizio

Dai serbatoi di stoccaggio l'olio viene poi misurato fiscalmente e trasferito, tramite pompe di spedizione, ai sistemi di trattamento olio presenti sull'FPSO.

Unità 00300 – Separazione gas e Misura Fiscale Gas

L'unità 00300 è costituita dai 3 separatori di testa pozzo con lo scopo di separare l'acqua dal gas proveniente dalle teste pozzo.

La sezione di misura è composta dalle seguenti apparecchiature:

- Package Misura Fiscale (1 duty + 1 spare)
- Filtri a Cartuccia

Il sistema di misura del gas fornirà la misura in termini volumetrici del gas trasferito alla piattaforma di Santo Stefano Mare.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 19 / 80
		00	

Unità 00310 – Disidratazione Gas

L'unità di disidratazione ha lo scopo di disidratare il gas eliminando l'acqua di saturazione per consegnare il gas in accordo alle specifiche di consegna.

E' prevista l'installazione di una colonna che permette il contatto tra la corrente gassosa da trattare e la corrente di glicole.

Il gas da trattare in ingresso al sistema subisce dapprima un trattamento di separazione attraverso un filtro per la rimozione della fase liquida libera trascinata dalla corrente.

Sotto controllo di portata il gas è inviato alla colonna di disidratazione, dove avviene il processo di purificazione del gas per contatto con il glicole. Per favorire il contatto tra il gas da disidratare e il glicole, il primo entra in ingresso alla colonna nella parte sottostante, mentre il secondo viene alimentato nella parte alta in controcorrente.

La colonna è dotata di elementi interni (demister, pacco strutturato e sistemi di distribuzione e raccolta) adatti a garantire il massimo rendimento di purificazione del gas nelle varie condizioni operative al fine di limitare la portata di DEG in circolo e contenere al minimo gli impatti ambientali causati dal processo di rigenerazione.

Il gas disidratato esce dalla testa di ciascuna colonna e, in uno scambiatore di calore, raffredda la corrente di glicole in ingresso per un nuovo ciclo di assorbimento. Il glicole ricco di acqua in uscita viene invece accumulato nella sezione inferiore della colonna ed inviato, sotto controllo di livello, al sistema di rigenerazione posizionato sull'FPSO.

3.3.2 Sistemi di servizio

Unità 00120 – Skid Iniezione Chemicals

Lo scopo dell'unità 00120 è la seguente:

- Minimizzare l'effetto degli agenti corrosivi (CO₂ e H₂O) sul materiale della condotta e delle apparecchiature dell'impianto.
- Garantire una maggiore efficienza di separazione dell'acqua e l'olio
- Prevenire la formazione di schiuma all'interno della linea di trasporto
- Evitare la formazione di cere (asfalteni, parafine) che possano depositarsi all'interno della condotta.

L'unità 00120 è composta dai seguenti package di iniezione additivi chimici:

- Package dosatore Disemulsionanti
- Package dosatore Antifoam
- Package dosatore Wax Inhibitor
- Package dosatore Anticorrosivi

Ogni package sarà fornito di pompe dosatrici (1 duty + 1 spare) e serbatoio di stoccaggio. I serbatoi saranno dimensionati per garantire lo stoccaggio di una quantità di additivo pari al consumo di una settimana.

Unità 00190 – Trappola di lancio/ricevimento

Il sistema di lancio/ricevimento fluido di giacimento sarà costituito dalle seguenti apparecchiature:

- Trappola di lancio
- Trappola di ricevimento

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 20 / 80
		00	

Lo scopo delle trappole di lancio/ricevimento è la pulizia e l'ispezione delle condotte di trasferimento.

Unità 00230 – Fiaccola e scarichi gas

L'unità "Fiaccole e Scarichi Gas" ha lo scopo di raccogliere e smaltire gli scarichi gassosi di emergenza provenienti dalle unità di processo e servizio della piattaforma.

Sono stati previsti i seguenti sistemi di raccolta e smaltimento:

- Torcia calda HP (riser 12")
- Separatore scarichi d'emergenza di alta pressione Olio
- Separatore scarichi d'emergenza di alta pressione Gas
- Pompe recupero liquidi e condensati (2 duty + 2 spare)

La torcia di alta pressione presente in piattaforma ha lo scopo di raccogliere gli sfiati dovuti a blow-down delle linee e delle apparecchiature o dovuti ad emergenze e malfunzionamenti della linea gas.

La stessa torcia può raccogliere gli sfiati di gas che si potrebbero liberare a seguito di blow-down delle linee olio: è a seguito di questa eventualità che si è stabilito, al fine di evitare rilasci di H₂S in atmosfera di prevedere l'accensione automatica dei piloti a seguito della rilevazione del gas.

Gli scarichi di emergenza acidi e non acidi saranno convogliati in due collettori di raccolta (olio e gas) ed inviati ai rispettivi KO Drum. Il liquido eventualmente separato è inviato al sistema di drenaggi chiusi.

Il rilascio in atmosfera di gas durante condizioni di emergenza è effettuato allo scopo di preservare l'integrità meccanica delle apparecchiature dovuta a fenomeni di sovrappressione.

Ulteriori informazioni sul sistema di sfiato e le loro emissioni sono presenti nei paragrafi 4.1, 4.2 e 5.2.

Unità 00240 – Separatore e braccio di spurgo

Il braccio di spurgo, installato orizzontalmente sul main deck in direzione dei venti prevalenti di piattaforma, consente di effettuare:

- l'operazione di combustione dei gas rilasciati durante le operazioni di spurgo delle singole stringhe di produzione (durante start-up o a seguito di workover);
- la dispersione in atmosfera dei relativi prodotti di combustione.

Il braccio di spurgo è ancorato al deck tramite supporto a snodo e provvisto di terminale completo di pilota per l'accensione manuale dei gas rilasciati.

Per le operazioni di spurgo il gas viene inviato dapprima al separatore di spurgo, dove subisce un processo di separazione gravitazionale, e quindi al braccio operativo.

Il separatore, è concepito anche come "spare" dei separatori dei gas di produzione.

Lo spurgo dei pozzi, possibile emissione della piattaforma, occasionale e programmata, viene eseguito all'inizio della vita produttiva di ciascun pozzo.

Gli effluenti raccolti nel corso dello spurgo dei pozzi olio saranno invece convogliati al separatore di spurgo da cui la fase gassosa verrà inviata alla torce e la fase liquida raccolta.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 21 / 80
		00	

Unità 00430 – Gasolio Combustibile

Il Sistema Gasolio Combustibile ha lo scopo di stoccare ed alimentare il gasolio necessario a soddisfare le richieste dei serbatoi installati nel sistema di generazione energia elettrica di emergenza (unità 00480) e nel sistema antincendio (unità 00730).

L'unità è costituita dalle seguenti apparecchiature:

- Filtri (1 duty + 1 spare)
- Serbatoio di stoccaggio gasolio (5 m³)
- Pompe di trasferimento gasolio (1 duty + 1 spare)

Unità 00450 – Potenza idraulica

Il sistema è progettato per garantire la necessaria pressione dell'olio idraulico nei circuiti per l'attuazione delle valvole di fondo pozzo (SSSV) installate su ciascuna stringa.

Il sistema si compone principalmente dei seguenti elementi:

- serbatoio olio;
- n.2 pompe dell'olio idraulico (una operativa, l'altra in stand-by) attuate dall'aria strumenti;
- filtri;
- strumentazione di controllo.

Unità 00460 – Sistema Aria strumenti

Il sistema aria strumenti garantisce “aria strumenti” e “aria servizi” a tutti gli utilizzatori di piattaforma. La pressione operativa del sistema è di 7-10 barg.

L'aria essiccata e filtrata è prodotta dal sistema aria compressa installato sul FPSO e trasferita alla piattaforma Ombrina. L'aria è quindi qui accumulata in un accumulatore e distribuita tramite una rete di distribuzione alle utenze sulla piattaforma Ombrina OBM-A.

Unità 00480 – Generazione Elettrica di Emergenza

Sulla piattaforma OMB-A sarà posizionato un motore diesel per le emergenze, con la potenzialità di circa 100 kW.

Il Sistema di generazione energia elettrica di emergenza ha lo scopo di alimentare tutte le utenze elettriche ritenute essenziali per la sicurezza delle persone e dell'impianto quando non è possibile importare energia elettrica dal FPSO.

Il sistema è normalmente costituito da:

- Motore con alimentazione a gasolio
- Sistema elettrico di avviamento automatico a batterie
- Sistema di raffreddamento motore ad acqua con radiatori provvisti di elettroventilatori
- Sistema di “refilling” automatico olio

Lo stesso motore diesel è utilizzato anche per le utenze saltuarie (es. gru di carico).

Il serbatoio di stoccaggio gasolio ha un volume di 5 m³.

Unità 00540 – Drenaggi Aperti

L'Unità 540 ha lo scopo di raccogliere tutta l'acqua piovana, potenzialmente oleosa, proveniente dalle aree pavimentate cordolate, compresi i bacini di contenimento dei serbatoi (acque semioleose).

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 22 / 80
		00	

I drenaggi aperti saranno convogliati in un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina per opportuno smaltimento a terra.

Tutti gli altri scarichi non inquinanti della piattaforma (prevalentemente acque meteoriche) verranno scaricati in mare tramite il sea-sump, dove eventuali tracce di idrocarburi, separati dall'acqua per gravità, si accumulano in superficie. La frazione separata viene quindi raccolta mediante pompe e smaltita come rifiuto.

Per quanto riguarda i reflui civili provenienti dai moduli alloggi si precisa che la piattaforma, spresidiata, sarà dotata esclusivamente di un modulo di sopravvivenza, da utilizzare solo nel caso in cui, in condizioni meteomarine avverse, la squadra di manutenzione non riuscisse ad abbandonare la struttura. Tale modulo sarà dotato di un sistema di raccolta dei reflui con recapito finale nel serbatoio di raccolta.

Unità 00550 – Drenaggi Chiusi

Durante la fase produttiva degli impianti (piattaforma) tutti i circuiti di processo saranno dotati di sistemi di drenaggio che permetteranno di raccogliere i fluidi di processo nel caso di depressurizzazione manuale delle linee per interventi di manutenzione (closed drains).

Queste attività sono da considerarsi assolutamente saltuarie e programmate.

Nel sistema “closed drains” della piattaforma potranno essere convogliati anche i fluidi in fase liquida prodotti durante lo spurgo pozzi olio. Tale attività, viene eseguita all'inizio della vita produttiva di ciascun pozzo ed ha durata estremamente limitata. Tutti gli effluenti raccolti nel corso di tale operazione saranno convogliati al separatore di spurgo dal quale la fase gassosa verrà inviata alla torcia mentre la fase liquida, se di qualità adeguata, allo stoccaggio olio, o altrimenti, al serbatoio drenaggi chiusi

Il sistema di drenaggi chiusi ha lo scopo di accumulare, tramite la rete di raccolta drenaggi oleosi di tipo chiuso, i volumi di liquido oleoso giacenti sul fondo delle apparecchiature ed all'interno di tratti di linea intercettati.

I drenaggi raccolti nel serbatoio vengono rilanciati al separatore di bassa pressione dell'unità di separazione e stabilizzazione dell'olio sul FPSO.

L'unità è costituita dalle seguenti apparecchiature:

- Serbatoio stoccaggio drenaggi oleosi
- Pompe di rilancio drenaggi oleosi (1 duty + 1 spare).

Unità 00560 – Raccolta Acqua di Processo

Non si prevede la produzione di acqua dagli strati del Pliocene fino all'ottavo anno di produzione.

Nel periodo transitorio, qualora fosse presente dell'acqua di formazione, questa potrà essere reinviata dalla piattaforma al serbatoio di stoccaggio ubicato sull'FPSO, e quindi inviata a terra per lo smaltimento mediante bettolina., oppure, in alternativa, inviata negli impianti esistenti del gruppo “Santo Stefano Mare” tramite condotta di trasporto insieme al gas stesso e trattata e smaltita utilizzando le facilities già presenti.

Unità 00630 – Gru di piattaforma

Sul main deck è installata una gru elettro-idraulica di movimentazione azionata dallo stesso motore diesel di emergenza.

La gru di piattaforma ha la funzione prevalente di movimentare i materiali dai natanti alla piattaforma e viceversa.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 23 / 80
		00	

3.4 Serbatoio FPSO

3.4.1 Sistemi di processo primari

Unità 00200 – Separazione olio

L'unità 00200 è composta dalle seguenti apparecchiature:

- Scambiatore pre-riscaldamento olio
- Separatore trifase ad alta pressione
- separatore trifase a pressione intermedia
- Separatore trifase a bassa pressione (stabilizzazione)
- Dissalatore Elettrostatico
- Pompe Olio a Dissalatore (1 duty + 1 spare)
- Pompe Acqua di Lavaggio (1 duty + 1 spare)

Lo scopo dell'unità è di provvedere alla separazione del gas di coda dal resto del liquido e di ridurre, al minimo possibile in questa fase, la quantità di acqua di strato, la salinità e il contenuto di H₂S presente nell'olio grezzo.

Il preriscaldamento dell'olio avviene con la corrente di produzione così da garantire le condizioni ottimali per i trattamenti nelle unità successive.

Unità 00220 – Stoccaggio, misura fiscale e spedizione olio

L'olio proveniente dalla sezione di stabilizzazione, dopo essere stato raffreddato, viene stoccato nei serbatoi del FPSO. Con frequenza di circa una volta al mese, un tanker svuoterà i serbatoi dell'FPSO (operazione di allibo).

Unità 00330 – Addolcimento Gas

Obiettivo dell'unità è l'abbattimento del contenuto di H₂S nella corrente di gas prodotto per renderlo a specifica della rete di distribuzione.

L'Unità 00330 verrà fornita come package e dovrà prevedere le seguenti apparecchiature principali:

- Separatore di ingresso gas acido (uscita sezione di compressione BP)
- Pompe recupero condensati (1 duty + 1 spare)
- No. 2 reattori contenenti materiale adsorbente, in configurazione del tipo "lead lag" (1 duty + 1 stand by/loading).

L'addolcimento avviene nella colonna di adsorbimento dove il gas acido, proveniente dall'unità di compressione BP, viene lavato in controcorrente con soluzione acquosa di DEA al 50% in peso; all'uscita della colonna il gas trattato avrà una concentrazione di H₂S inferiore a 20 ppm ed un contenuto di 1÷2% in volume di CO₂.

Nella sezione di rigenerazione l'ammina arricchita in H₂S subisce prima un flash in un separatore e poi viene riscaldata in uno scambiatore a 110° ed alimentata alla colonna di rigenerazione: tale colonna è provvista di ribollitore di fondo, gruppo di condensazione e riflusso di testa con controllo di pressione.

L'ammina rigenerata è riportata alla pressione della colonna di addolcimento da una pompa e raffreddata ad una temperatura superiore a quella del gas acido alimentato all'unità.

Tutti i gas, fortemente acidi per contenuto di H₂S, dall'accumulatore e dal separatore sono inviati direttamente all'Unità di Recupero Zolfo, Stoccaggio Zolfo e Gas di Coda (Unità 331-335-337).

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	24 / 80

L'unità è provvista di serbatoio di stoccaggio di soluzione amminica e di serbatoio drenaggi e preparazione della soluzione amminica, con relativi filtri per la pulizia dei liquidi drenati. Il serbatoio dell'ammina è chiuso e stabilizzato con azoto a una pressione lievemente superiore a quella atmosferica (circa 1,5 bar) per impedire la fuoriuscita dei vapori.

Unità 00331-335-337 – Recupero Zolfo e stoccaggio

Il processo LOCAT è un sistema di rimozione del H₂S che utilizza una soluzione acquosa di ioni di ferro. Gli ioni di ferro ossidano gli ioni di idrogeno solforato assorbiti nella soluzione convertendoli in zolfo elementare, mentre gli ioni di ferro sono ridotti allo stato ferroso.

Il gas acido passa attraverso un filtro a coalescenza per rimuovere gli eventuali trascinamenti di liquidi, prima di entrare alla torre di assorbimento. All'interno della torre di assorbimento il gas viene lavato in contro corrente con la soluzione LOCAT, provocando l'ossidazione.

Il gas dolce esce dalla parte superiore dell'assorbitore, mentre la soluzione catalitica contenente l'acido solfidrico esce dal fondo della colonna e passa attraverso l'"Oxidizer" dove viene rigenerato tramite ossidazione diretta e reiniettato alla colonna di assorbimento. Lo zolfo (solido) recuperato durante il processo di rigenerazione della soluzione LOCAT viene depositato negli appositi recipienti del package (Dumpster).

Questa tecnologia consente di trattare gas con alte concentrazioni di H₂S con una efficienza di rimozione del 99.9%.

Unità 00360 – Compressione Gas BP

Lo scopo di questo sistema è il trasferimento ed innalzamento della pressione della corrente principale di gas addolcito a circa 12 bar per garantire la corretta operabilità della fase di addolcimento.

I condensati recuperati sono inviati al trattamento olio (separatore olio bassa pressione).

L'unità 00360 di compressione gas BP è composta da:

- un compressore
- un separatore di gocce in aspirazione
- un separatore e filtro olio/gas sulla mandata finale
- un sistema di refrigerazione ad aria.

Unità 00360 – Compressione Gas bi-stadio

L'unità di compressione bi-stadio è composto da due stadi di compressione allo scopo di innalzare il livello di pressione del gas addolcito a circa 40/70 bar per la disidratazione e l'idoneità al suo uso come fuel gas.

L'Unità 00360 di compressione bi-stadio è composta da due treni di compressione, provvisti di separatori gas/liquido in ingresso e in uscita, configurata principalmente con le seguenti apparecchiature:

- KO Drum Aspirazione 1° Stadio
- KO Drum Aspirazione 2° Stadio
- KO Drum Mandata Compressori
- Compressore Alternativo Multistadio (1 duty + 1 stand by)
- Aerorefrigerante 1° Stadio (1 duty + 1 stand by)
- Aerorefrigerante 1° Stadio (1 duty + 1 stand by)
- Pompe Recupero Condensati (1 duty + 1 stand by)

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 25 / 80
		00	

3.4.2 Sistemi di servizio

Unità 00120 – Skid Iniezione Chemicals

Lo scopo dell'unità 00120 è la seguente:

- Minimizzare l'effetto degli agenti corrosivi (CO₂ e H₂O) sul materiale della condotta e delle apparecchiature dell'impianto.
- Garantire una maggiore efficienza di separazione dell'acqua e l'olio
- Prevenire la formazione di schiuma all'interno della linea di trasporto
- Evitare la formazione di cere (asfalteni, parafine) che possano depositarsi all'interno della condotta.

L'unità 00120 è composta dai seguenti package di iniezione additivi chimici:

- Package dosatore Disemulsionanti
- Package dosatore Antifoam
- Package dosatore Wax Inhibitor
- Package dosatore Anticorrosivi

Ogni package sarà fornito di pompe dosatrici (1 duty + 1 spare) e serbatoio di stoccaggio. I serbatoi saranno dimensionati per garantire lo stoccaggio di una quantità di additivo pari al consumo di una settimana.

Unità 00190 – Trappola di lancio/ricevimento

Il sistema di lancio/ricevimento fluido di giacimento sarà costituito dalle seguenti apparecchiature:

- Trappola di lancio (portatile)
- Trappola di ricevimento (portatile)

Lo scopo delle trappole di lancio/ricevimento è la pulizia e l'ispezione delle condotte di trasferimento.

Unità 00230 – Termodistruttore, Fiaccole e scarichi gas

L'Unità Termodistruzione e Fiaccole ha lo scopo di raccogliere e smaltire gli scarichi gassosi operativi e di emergenza provenienti dalle Unità di processo e servizio del FPSO.

Sono previsti i seguenti sistemi di raccolta e smaltimento:

- Fiaccola di alta pressione per gli scarichi di emergenza ad alta pressione provenienti dalle valvole di sicurezza e dalle valvole di depressurizzazione.
- Fiaccola di bassa pressione per gli scarichi al termodistruttore in caso di fuori servizio di quest'ultimo (torcia atmosferica di emergenza termodistruttore)
- Termodistruttore per gli scarichi continui a bassa pressione, funzionante in condizioni normali. Il termodistruttore tratterà gli scarichi provenienti da:
 - Serbatoi di stoccaggio polmonati (serbatoio glicole, serbatoio ammina,
 - Tenute di compressori del gas.
 - Sistemi aperti all'atmosfera (Drenaggi)

La torcia ad alta pressione è dimensionata per il per il blow down dell'impianto, in questo caso l'emissione è saltuaria e di emergenza, necessaria per garantire la depressurizzazione delle linee ed apparecchiature e quindi la sicurezza dell'impianto. Sia il termodistruttore che la fiaccola HP sono dotati di un sistema per la raccolta di condensati.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 26 / 80
		00	

Ulteriori informazioni sul sistema di sfiato e le loro emissioni sono presenti nei paragrafi 4.1, 4.2 e 5.2.

Unità 00390 – Sistema Glicole

Il glicole dietilenico iniettato è un anticongelante stabile, utilizzato normalmente come fluido disidratante. Il DEG è utilizzato nell'unità di disidratazione gas.

L'unità 390 provvede allo stoccaggio ed alla rigenerazione del glicole.

Per mezzo di una pompa il glicole umido, in uscita dall'unità di disidratazione, viene preriscaldato ed inviato alla sezione di filtrazione, riscaldato nello scambiatore a spese del glicole rigenerato e quindi inviato nella colonna di distillazione. Il calore necessario all'evaporazione dell'acqua e al raggiungimento del grado desiderato di concentrazione viene fornito dall'hot oil. Il glicole povero ad alta temperatura, accumulato nel polmone di rigenerazione, viene aspirato dalle pompe di circolazione e raffreddato nel separatore con la corrente in uscita dalla colonna di disidratazione, per essere infine trasportato verso le aree di utilizzo per mezzo di pompe dedicate.

La corrente gas in uscita dalla testa della colonna di rigenerazione viene raffreddata e la frazione liquida separata in un KO Drum. La fase gassosa separata nel KO Drum verrà trattata dall'unità di termodistruzione, mentre la fase liquida accumulata sul fondo dell'apparecchiatura sarà inviata al serbatoio di raccolta drenaggi glicolati.

I serbatoi del glicole sono chiusi e stabilizzati con azoto a una pressione lievemente superiore a quella atmosferica (circa 1,5 bar) per impedire la fuoriuscita dei vapori.

Unità 00410 – Gruppo Hot Oil

L'unità 00410 ha lo scopo di provvedere il calore necessario al funzionamento delle apparecchiature che necessitano di potenza termica a bordo del FPSO. Il calore verrà fornito alle utenze tramite olio diatermico (210°C circa) la cui distribuzione è prevista attraverso un circuito configurato secondo le esigenze di processo (sistema glicole, separazione olio, ecc.).

L'unità 00410 è composta principalmente dalle seguenti apparecchiature:

- Serbatoio di stoccaggio olio diatermico,
- Vaso di espansione olio diatermico,
- Pompe di circolazione,

Caldaia a gas di olio diatermico.

Unità 00420 – Fuel Gas

L'Unità Gas Combustibile comprende le seguenti apparecchiature:

- Filtri (1duty + 1 spare)
- Riscaldatore Elettrico
- Accumulatore

Il Sistema Fuel Gas ha lo scopo di accumulare e distribuire il gas combustibile necessario alle seguenti utenze di trattamento:

- Unità 00230: piloti delle torce calde di emergenza.
- Unità 00230: termodistruttore
- Unità 00410: caldaia per il riscaldamento dell'olio diatermico
- Unità 00470: motogeneratori per generazione principale energia elettrica.

Il gas da trattare è spillato dal collettore di produzione del gas acido associato a valle dei trattamenti di addolcimento, di compressione e di disidratazione.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	27 / 80

Il gas disidratato viene laminato ad una pressione intermedia, filtrato per trattenere impurità ed eventuali condensati, e nuovamente laminato fino alla pressione di utilizzo.

Accumulato in un polmone che evita scompensi sulla rete di distribuzione, il gas viene inviato alle utenze previa misura.

Unità 00430 – Gasolio Combustibile

Il Sistema Gasolio Combustibile ha lo scopo di stoccare ed alimentare il gasolio necessario a soddisfare le richieste dei serbatoi installati nel sistema di generazione energia elettrica di emergenza (unità 00480) e nel sistema antincendio (unità 00730).

L'unità è costituita dalle seguenti apparecchiature:

- Filtri (1duty + 1 spare)
- Serbatoio di stoccaggio gasolio
- Pompe di trasferimento gasolio (1 duty + 1 spare)

Il sistema stoccaggio e filtrazione gasolio è essenzialmente costituito da un serbatoio di stoccaggio, da due pompe di spedizione (una operativa, una in stand-by) e da un gruppo di filtrazione.

Il serbatoio di stoccaggio, rifornito periodicamente mediante supply vessel, ha capacità utile 10 m³.

Unità 00460 – Sistema Aria Compressa

L'aria essiccata e filtrata è prodotta dal sistema Aria Compressa avrà installato sul FPSO e avrà lo scopo di produrre e accumulare l'aria strumenti necessaria alle utenze del FPSO e della piattaforma.

L'unità è costituita dalle seguenti apparecchiature:

- Package compressori aria (1 duty + 1 spare)
- Package trattamento aria strumenti (1 duty + 1 spare)
- Accumulatore aria compressa
- Accumulatore aria strumenti
- Pre-filtri a cartuccia per aria compressa (1 duty + 1 spare)
- Filtri a cartuccia per aria strumenti (1 duty + 1 spare)

Il sistema aria strumenti garantisce “aria strumenti” e “aria servizi” a tutti gli utilizzatori presenti sull'FPSO e sulla Piattaforma OBMA. La pressione operativa del sistema è di 7-10 barg.

Unità 00470 – Generazione Elettrica Principale

L'energia elettrica necessaria per il funzionamento delle apparecchiature presenti in tutto il Campo Ombrina Mare sarà fornita attraverso il sistema di generazione elettrica principale, presente sull'FPSO.

Il sistema è costituito da due motogeneratori da 1 MW ciascuno alimentati dal gas prodotto sull'FPSO e/o dal gas metano prodotto su Ombrina; sarà in aggiunta predisposto un motore di back-up con le stesse caratteristiche.

Il bilancio elettrico dell'intero sistema di trattamento prevede:

- consumi per utenze continue di circa 1 MW,
- picco di consumo per utenze discontinue pari a circa 0,5 MW aggiuntivi, per circa 8 ore nell'arco della giornata.

Il funzionamento di due motogeneratori, alternativamente o simultaneamente, garantirà la potenza continua necessaria (circa 1 MW) e la copertura dei picchi (circa

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 28 / 80
		00	

0,5 MW aggiuntivi) alimentando tutte le utenze con tensioni di 380 V e 660 V. Non si utilizzerà la media tensione (3000 V).

I generatori sono localizzati in stanze dedicate, complete di sensori di fiamma UV, sensori di calore, fumo di tipo termovelocimetro e sensori gas connessi direttamente all'impianto di ESD.

I generatori sono provvisti di circuito di raffreddamento ad acqua/aria: i raffreddatori ad aria sono posizionati all'esterno della stanza.

Tutti gli impianti elettrici saranno realizzati in accordo alle norme CEI, ATEX mediante impiego di apparecchiature e strumenti in esecuzione AD-PE (ad esecuzione antideflagrante).

Unità 00480 – Generazione Elettrica di Emergenza

Un motore diesel di emergenza, con la potenzialità di circa 250 kW, sarà posizionato sulla FPSO.

Il Sistema di generazione energia elettrica di emergenza ha lo scopo di alimentare tutte le utenze elettriche ritenute essenziali per la sicurezza delle persone e dell'impianto quando non è possibile generare energia elettrica.

Il sistema è normalmente costituito da:

- Motore con alimentazione a gasolio
- Sistema elettrico di avviamento automatico a batterie
- Sistema di raffreddamento motore ad acqua con radiatori provvisti di elettroventilatori
- Sistema di “refilling” automatico olio

La tipologia di generatore necessario a tale scopo ha una taglia di circa 250 kW e permette una carica completa di tutte le batterie presenti sul FPSO.

L'avvio del generatore diesel di servizio può essere previsto anche per alimentare le utenze come gru, prese di forza motrice, prese luce, etc.

Il gruppo elettrogeno di emergenza, ai sensi dell'art. 35 del DPR 886/79: “deve essere in grado di alimentare contemporaneamente le apparecchiature elettriche che azionano i segnali ottici ed acustici, gli impianti di telecomunicazione, i sistemi di monitoraggio e di allarme, le attrezzature antincendio e le attrezzature di sicurezza..[omissis]..”.

Al fine di assolvere tale funzione l'impianto di emergenza deve avere un'autonomia di funzionamento ininterrotto di almeno ventiquattro ore, garantita da un proprio serbatoio di combustibile.

Ulteriori informazioni sul generatore elettrico diesel e le sue emissioni sono presenti nei paragrafi 4.5 e 5.2.

Unità 00540 – Drenaggi Aperti

L'Unità 540 ha lo scopo di raccogliere tutta l'acqua piovana, potenzialmente oleosa, proveniente dalle aree pavimentate cordolate, compresi i bacini di contenimento dei serbatoi (acque semioleose).

I drenaggi aperti saranno convogliati in un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina per opportuno smaltimento a terra.

Tutti gli altri scarichi non inquinanti del FPSO (prevalentemente acque meteoriche) verranno scaricati in mare tramite il sea-sump, dove eventuali tracce di idrocarburi, separati dall'acqua per gravità, si accumulano in superficie. La frazione separata viene quindi raccolta e smaltita come rifiuto.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 29 / 80
		00	

Sul FPSO i reflui civili (scarichi WC, lavandini, docce, cambusa, etc..) prodotti verranno trattati in un impianto di trattamento omologato prima dello scarico in mare in conformità a quanto stabilito dalle Leggi 662/80 e 438/82 che recepiscono le disposizioni delle norme internazionali MARPOL.

I dreni (principalmente acque meteoriche) dell'eliporto presente sull'FPSO sono invece raccolti in un serbatoio dedicato dimensionato per raccogliere il carburante dell'elicottero in caso di rottura del suo serbatoio. L'acqua separata in questo serbatoio viene trattata e scaricata in mare mentre gli idrocarburi separati vengono inviati al serbatoio recupero drenaggi della piattaforma. I drenaggi aperti saranno convogliati in un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina.

Unità 00550 – Drenaggi Chiusi

Durante la fase produttiva degli impianti (FPSO) tutti i circuiti di processo saranno dotati di sistemi di drenaggio che permetteranno di raccogliere i fluidi di processo nel caso di depressurizzazione manuale delle linee per interventi di manutenzione (closed drains). Queste attività sono da considerarsi assolutamente saltuarie e programmate.

Il sistema di drenaggi chiusi ha lo scopo di accumulare, tramite la rete di raccolta drenaggi oleosi di tipo chiuso, onde evitare fuoriuscita di gas eventualmente sviluppato in fase di scarico, i volumi di liquido oleoso giacenti sul fondo delle apparecchiature ed all'interno di tratti di linea intercettati.

I drenaggi raccolti nel serbatoio vengono rilanciati al separatore olio di bassa pressione

L'unità è costituita dalle seguenti apparecchiature:

- Serbatoio stoccaggio drenaggi oleosi
- Pompe di rilancio drenaggi oleosi (1 duty + 1 spare)

Unità 00560 – Raccolta Acqua di Processo

Non si prevede la produzione di acqua per i primi quattro anni.

Nel periodo transitorio (0-4 anni) qualora fosse presente dell'acqua di formazione, questa potrà essere trattata e accumulata nel serbatoio di stoccaggio ubicato sull'FPSO, e quindi inviata a terra per lo smaltimento mediante bettolina.

L'acqua di strato sarà destinata alla reiniezione in giacimento mediante la pompa che sarà posizionata a bordo del FPSO, dove resterà presente comunque il serbatoio di stoccaggio come soluzione temporanea di back up in caso di malfunzionamento del sistema. Se necessario, l'acqua sarà trattata prima della reimmissione in giacimento.

Quanto sopra esposto relativamente alla reiniezione dell'acqua di strato, è valido anche per la frazione di acqua proveniente dalla disidratazione del gas separato dall'olio trattato sull'FPSO.

Secondo le attuali previsioni di produzione, il sistema di reiniezione entrerà in funzione nel quarto anno di produzione quando si prevede l'inizio della produzione di acqua dal giacimento di olio, a cui si dovrebbe aggiungere l'acqua dagli strati a gas pliocenico a partire dall'ottavo anno di produzione.

L'acqua derivante dagli strati del Pliocene potrà essere, in alternativa, inviata negli impianti esistenti del gruppo "Santo Stefano Mare" tramite condotta di trasporto insieme al gas stesso e trattata e smaltita utilizzando le facilities già presenti.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	30 / 80

Unità 00630 – Gru su FPSO

Sul FPSO è installata una gru elettro-idraulica di movimentazione azionata dallo stesso motore diesel di emergenza.

La gru ha la funzione prevalente di movimentare i materiali dai natanti all’FPSO e viceversa.

Unità 00660 – Sistema HVAC

Il sistema HVAC è previsto al fine di assicurare le opportune condizioni ambientali nei locali chiusi presenti sul FPSO. In particolare:

- impedire l’ingresso di miscele aria/gas potenzialmente esplosive, pressurizzando il locale;
- garantire il tasso minimo di ventilazione richiesto nell’ambiente.

3.5 Sistemi di sicurezza e di emergenza del “Campo Ombrina”

I sistemi di sicurezza e di emergenza installati a bordo della piattaforma e del FPSO, descritti nei paragrafi che seguono, sono necessari per esercire gli impianti in condizioni di sicurezza e nel rispetto delle vigenti normative.

La progettazione dei sistemi di protezione e sicurezza sarà in accordo alla API RP 55, standard di riferimento per gli impianti con presenza di H2S.

3.5.1 Circuito blocchi e strumentazione

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

- 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.
- 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
Il sistema di strumentazione è alimentato da una unità di generazione potenza idraulica che alimenta le valvole di fondo pozzo (SSSV- Sub Sea Submerged Valve).

3.5.2 Sistema di ESD/F&G

Il sistema ESD/F&G che verrà installato sugli impianti 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.

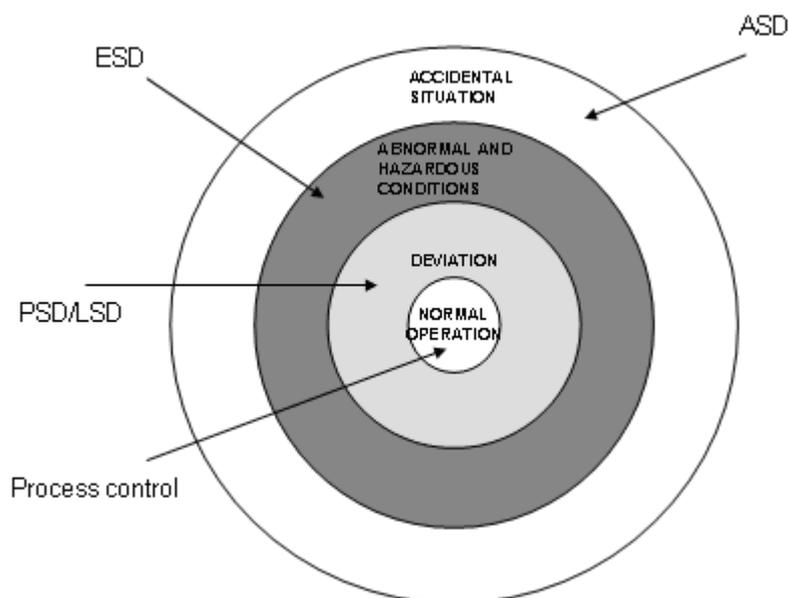
Il sistema ESD/F&G è concepito secondo la seguente filosofia:

- il sistema sarà certificato SIL 3
- il sistema e tutti i suoi circuiti associati saranno separati e totalmente indipendenti da altri dispositivi di controllo di processo

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	31 / 80

- gli allarmi e i sistemi di blocco saranno di tipo failsafe, in modo che in caso di guasto o fallimento porteranno comunque le attrezzature protette in condizioni di sicurezza.

Il sistema ESD di piattaforma e dell'FPSO consiste in un insieme di loop e dispositivi di sicurezza organizzati secondo diversi livelli gerarchici di blocco (ASD, ESD, PSD e LSD), che agiscono come sicurezze complementari al normale controllo di processo degli impianti:



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 in 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;
- da sala di controllo remoto sul FPSO;
- in caso di confermata rilevazione presenza incendio;
- in caso di confermata rilevazione presenza gas.

E' il più alto livello di blocco che contempla la presenza di personale a bordo.

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

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 32 / 80
		00	

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 e la perdita di vite umane a causa di un evento incidentale che può essere incendio od esplosione.

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

3.5.3 **Unità 730 – 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 prelevata con opportuno sistema di sollevamento.

I sistemi di prevenzione degli incendi saranno 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 che verranno considerati 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

3.5.4 **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.

3.5.5 **Unità 900 – Sistema elettrico 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

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 33 / 80
		00	

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 (motogeneratori e 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 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).

3.5.6 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.).

3.5.7 Unità 720 – 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).

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	34 / 80

4. MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI E SOLUZIONI TECNOLOGICHE ADOTTATE

4.1 Migliori tecniche disponibili

La potenzialità termica totale installata nel campo “Ombrina Mare”, intesa come richiesta di energia termica ed elettrica per il funzionamento della piattaforma e dell’FPSO, è dettagliata nella tabella seguente.

SOMMARIO CONSUMI PROGETTO SVILUPPO OMBRINA MARE					
CONSUMO POTENZA MECCANICA / ELETTRICA			CONSUMO ENERGIA TERMICA		
ITEM	Potenza elettrica KW		ITEM	Calore assorbito, KCal/h	
	CONT.	DISC.		CONT.	DISC.
COMP LP	120		RIBOLLITORE STAB.	670000	
COMP MP	110		RIBOLL. RIGEN. DEA	200000	
COMP HP			LOCAT	75000	
COMP HHP			INCENERITORE	50000	50000
POMPA INIEZ. H2O	70		DISIDR. GAS (DEG)	35000	15000
POMPE DI PROCESSO	50		TORCIA	75000	
ALTRE POMPE		50	RISC. ALLOGGI	100000	100000
AIRCOOLERS	50	50			
AUTOMAZIONE	75	25			
AMMINA	50	10			
LOCAT	50	10			
DISIDRATAZIONE	25	5			
ARIA STRUMENTI / AZOTO	50	50			
POMPA BIFASE PIATTAFORMA "A"	100				
ALTRI USI FPSO	200	150			
PARZIALE KW	950	350	PARZIALE KCal/h	1.205.000	165.000
PROGRESSIVO KW	950	1300	PROGRESSIVO KCal/h	1.205.000	1.370.000
EFFICIENZA	0,35	0,35	EFFICIENZA	0,90	0,9
PCI - KCal/m3	8 161	8 161	PCI - KCal/m3	8161	8161
CONSUMO PER GENERAZIONE Sm3/h	286,03	105,38	CONSUMO TERMICO Sm3/h	164,06	22,46

Tale richiesta è soddisfatta principalmente dal sistema di generazione elettrico principale (fornitura energia elettrica – potenza installata 3 Mw) e di emergenza (diesel di piattaforma 100 Mw, diesel dell’FPSO 250 MW) e dalla caldaia hot oil con relativo sistema di distribuzione dell’energia termica (caldaia da circa 1,6 Mw).

La potenza installata quindi non supera i 5 MW; alla produzione di tale potenza sono legati i consumi di combustibile e quindi le emissioni di inquinanti in atmosfera, come dettagliato nel capitolo 5.

Altro elemento importante legato alle emissioni dagli impianti del oil&gas è l’emissione in atmosfera di gas serra, principalmente di metano. Le cause principali di tali rilasci sono legate alle perdite fuggitive degli impianti, in corrispondenza di serbatoi, apparecchiature, valvole, sfiati, ecc.

Nella progettazione e realizzazione degli impianti del campo “Ombrina Mare”, al fine di conseguire la minimizzazione delle emissioni di sostanze inquinanti nell’ambiente e di gas effetto serra, saranno individuate ed applicate, ove possibile, le Migliori Tecniche Disponibili (MTD) in riferimento ai documenti:

- di livello europeo, le “Best Available Techniques Reference documents (BRefs)” emanate dall’European IPPC Bureau;

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 35 / 80
		00	

- di livello nazionale, le Linee Guida emanate con Decreti Ministeriali di recepimento in Italia delle BRefs.

In particolare, per la minimizzazione all'origine delle emissioni in atmosfera della, sono state considerate parti dei seguenti documenti:

- "Linee Guida Generali" emanate con D.M. 31/01/2005: definiscono l'approccio metodologico per effettuare scelte gestionali finalizzate a minimizzare globalmente l'impatto dell'attività sull'ambiente;
- "Linee Guida in materia di sistemi di monitoraggio" D.M. 31/01/2005
- "Linee Guida per Raffinerie di Petrolio e di Gas" D.M. 29/01/2007
- "Linee guida per impianti di combustione" D.M. 01/10/2008
- BRef "Emissions from storage"
- BRef "Mineral oil and gas refineries"
- BRef "General principles of monitoring"
- BRef "Economics and cross-media effects".

Il criterio generale adottato finora nella applicazione delle MTD tende a favorire l'utilizzo di tecniche meno inquinanti, compatibili con i cicli produttivi specifici dell'impianto, economicamente sostenibili, facilmente reperibili sul mercato e realizzabili in tempi ragionevolmente brevi coerenti con i programmi di sviluppo aziendali.

Per quanto concerne le tecnologie di progetto disponibili in relazione ai costi di investimento, l'esecuzione del progetto prevede l'utilizzo di materiali ed attrezzature idonee e correttamente dimensionate per la tipologia di progetto a cui ci riferiamo, in modo da svolgere l'attività prevista per il conseguimento degli obiettivi minerari nel pieno rispetto della sicurezza e della tutela dell'ambiente. Questa soluzione rappresenta un valido compromesso fra utilizzo di tecnologie d'avanguardia ed economia del progetto.

Di seguito si fornisce una sintesi, non esaustiva, dei principi adottati nella progettazione al fine di attuare quanto sopra esposto.

Per quanto concerne le emissioni in atmosfera, al fine di minimizzare l'impatto dei nuovi impianti, si è scelto di alimentare le utenze elettriche e quelle termiche generando le rispettive potenze con impianti centralizzati, alimentati con combustibile di giacimento (gas metano).

Tale soluzione permette di limitare il numero dei punti di emissione e controllare al meglio l'emissione complessiva, anche grazie al maggiore rendimento degli impianti di taglia maggiore rispetto ai piccoli impianti.

I trattamenti di processo che possono comportare emissioni in atmosfera sono stati ubicati sull'FPSO, dove la presenza del Termodistruttore permette di abbattere al meglio gli inquinanti potenzialmente contenuti nei flussi residui di lavorazione.

La piattaforma si presenta quindi quasi come un ciclo chiuso; le emissioni non eliminabili sono esclusivamente quelle legate al corretto funzionamento dell'impianto ed alla salvaguardia dello stesso e del giacimento rispetto alle emergenze (emissioni occasionali di manutenzione ed emissioni di emergenza).

A bordo dell'FPSO tutti gli scarichi tecnicamente convogliabili sono stati convogliati al termodistruttore, mentre tutti i serbatoi di stoccaggio potenzialmente fonte di emissioni fuggitive, sono stati pressurizzati e ventati anch'essi al termodistruttore (vedi cap 5).

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	36 / 80

Tabella 4.1 . MTD di riferimento ed applicate.

Attività	MTD indicate in BRef e Linee Guida di riferimento	MTD applicate
Impianti Offshore	<p>La BRef “Large Combustion Plant” e la “Linea Guida per Raffinerie” indicano come MTD generale <u>l’ottimizzazione del consumo di energia</u> in quanto minor consumo di energia implica minori emissioni.</p> <p>La BRef “Large Combustion Plant” sottolinea che la determinazione delle MTD per il settore offshore deve considerare che gli impianti di combustione operanti offshore funzionano in un ambiente maggiormente complesso e potenzialmente pericoloso rispetto a quelli ubicati in ambienti on-shore e che esistono vincoli limitanti di peso, spazio ed operabilità impianti.</p> <p>Per ridurre gli impatti dalle turbine e motori off-shore sono considerate MTD le seguenti soluzioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> • per nuove installazioni selezionare turbine e motori che possono raggiungere sia alte efficienze termiche che basse emissioni • utilizzare turbine dual fuel solo dove sono operativamente necessarie • quando è utilizzato come combustibile il gas di processo utilizzare quello alla mandata del trattamento al fine di minimizzare la variabilità dei parametri di combustione (per es. potere calorifico) e la concentrazione di composti contenuti zolfo. Per combustibili liquidi preferire quelli con basso tenore di zolfo. • prevedere batterie di turbine/ generatori/ compressori operanti in parallelo per utilizzarle a pieno carico minimizzando l’inquinamento • ottimizzare l’iniezione nei motori • utilizzare il calore dei fumi delle turbine per riscaldamento. • ottimizzare la manutenzione ed i programmi di ricambio • ottimizzare il processo al fine di minimizzare la potenza meccanica richiesta e quindi l’inquinamento. <p>I bruciatori Low NO_x sono disponibili per molti item quali <u>caldaie, forni ed heater</u>; questa tecnologia rappresenta la MTD per minimizzare gli NO_x, previa valutazione degli effetti e del bilanciamento con il consumo di gas combustibile.</p>	<p>Per gli impianti del progetto “Ombrina Mare” è in corso la procedura di valutazione di impatto ambientale. Alla conclusione della procedura, saranno implementate ed integrate in piattaforma tutte le prescrizioni ed indicazioni relative agli impatti sulla componente atmosfera eventualmente contenute nel decreto di pronuncia di Compatibilità ambientale.</p> <p>La Piattaforma OBMA e l’FPSO saranno realizzati, in considerazione dei vincoli tipici di tutte le installazioni off-shore, ovvero disponibilità di spazi ristretti, distribuzione dei pesi ed esigenze di sicurezza degli impianti, secondo i seguenti principi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - sistemi di processo, di servizio, di strumentazione, di automazione ed elettrici semplificati ed ottimizzati - monitoraggio e telecontrollo della piattaforma dall’FPSO, - minimizzazione dell’energia necessaria per il funzionamento delle apparecchiature - raggiungimento elevati livelli efficienza. <p>La scelta della generazione elettrica con motori a gas deriva dalla maggiore affidabilità dei motori di tale taglia rispetto a delle turbine e dalla possibilità di utilizzare il gas naturale di giacimento come combustibile primario.</p> <p>L’ubicazione del sistema di generazione sull’FPSO è dovuta sia alla maggiore richiesta di energia degli impianti ubicati sullo stesso, ma anche alla maggiore distanza del serbatoio galleggiante dalla linea di costa rispetta alla Piattaforma OBMA.</p> <p>I consumi delle utenze della piattaforma sono stati ridotti al minimo.</p> <p>Analogamente a quanto esposto per la generazione di potenza elettrica, anche la generazione di potenza termica (centralizzata ed ubicata sull’FPSO) è stata concepita in modo da:</p> <ul style="list-style-type: none"> • limitare i punti di emissione • aumentare il rendimento globale una sola caldaia in luogo di tanti bruciatori • annullare gli effetti delle emissioni sulla qualità dell’aria in corrispondenza della linea di costa. <p>I bruciatori della caldaia Hot Oil saranno Low-NO_x.</p>

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 37 / 80
		00	

Attività	MTD indicate in BRef e Linee Guida di riferimento	MTD applicate
Uso combustibile gassoso	<p>La BRef “Large Combustion Plant” e la “Linee Guida per raffinerie”, indicano che le emissioni di SO₂ e polveri utilizzando gas naturale come combustibile sono normalmente molto basse, al di sotto di 5 mg/Nm³ per le polveri, e di 10 mg/Nm³ per l’ SO₂ (15 % O₂), senza l’applicazione di ulteriori misure tecniche di abbattimento.</p> <p>Nel caso in cui vengano utilizzati altri gas industriali, l’MTD prevede che venga effettuato un pre-trattamento di pulizia del gas combustibile (per es. filtri).</p> <p>La BRef “Large Combustion Plant” consiglia, al fine di ottenere un efficiente uso delle risorse naturali, il preriscaldamento del gas combustibile utilizzando il calore in eccesso dalle caldaie o turbine a gas.</p>	<p>Il combustibile principale utilizzato è comunque gas naturale, che viene preventivamente trattato e quindi disidratato ed addolcito. Il contenuto di zolfo verrà pertanto abbattuto fino a concentrazioni inferiori a 20 ppm.</p>
Uso combustibile liquido	<p>La BRef “Large Combustion Plant” e la “Linee Guida per raffinerie” indicano che:</p> <ul style="list-style-type: none"> - l’uso di un combustibile a basso contenuto di zolfo e ceneri, quando commercialmente disponibile, può essere considerata una MTD per la riduzione delle emissioni di particolato (e quindi polveri e metalli pesanti) - analogamente l’uso di combustibile a basso contenuto di zolfo è considerata la prima scelta di MTD per una diminuzione di emissioni di SO₂ - una buona manutenzione dei motori è considerata una MTD per la minimizzazione delle emissioni atmosferiche. 	<p>Il combustibile liquido utilizzato per l’alimentazione dei motori diesel (generatori elettrici di emergenza) è gasolio con basso tenore di zolfo e ceneri (vedi Par. 6.2).</p> <p>I motori, come tutte le apparecchiature installate a bordo della Piattaforma e dell’FPSO, verranno inseriti in un Programma di Manutenzione per la manutenzione periodica degli impianti.</p>
Torcia	<p>Le “Linee Guida per le Raffinerie” individuano tra le MTD in raffineria l’utilizzo della torcia solo come sistema di sicurezza e suggeriscono la minimizzazione della quantità di gas inviato in torcia.</p>	<p>A bordo dell’FPSO è presente un termodistruttore al quale sono convogliati tutti gli scarichi operativi. Alle torce saranno così inviati esclusivamente gli scarichi di emergenza (blowdown impianti).</p> <p>Sulla piattaforma OBMA è previsto per la torcia un sistema di accensione automatico collegato al sistema di rilevazione gas che permette di mantenere spenti i piloti in condizioni operative normali degli impianti. Tale scelta consente di ridurre la quantità di gas combustibile da bruciare ai piloti, ma è stata possibile solo sulla piattaforma e non sull’FPSO a causa della presenza, su quest’ultimo, di H₂S.</p>
Stoccaggio e movimentazione prodotti	<p>La BRef “Emissions from storage” e le “Linee Guida per le Raffinerie” individuano numerose MTD, fra le quali:</p> <ul style="list-style-type: none"> - l’utilizzo di tinte chiare per la verniciatura delle pareti dei serbatoi - procedure operative e strumentazione per prevenire il traboccamento - copertura dei serbatoi esterni garantendo nel contempo adeguata ventilazione - piano di manutenzione. 	<p>I serbatoi saranno ubicati, dove possibile, in area coperta e saranno verniciati con colore mediamente riflettente, al fine di garantire il necessario risalto in ambiente marino e avvistamento per le manovre di accostamento dei mezzi marini.</p> <p>I serbatoi di stoccaggio (glicole, ammina, gasolio) saranno tutti dotati di un sistema di controllo di livello che ne permette il costante monitoraggio durante le operazioni di caricamento, per il raggiungimento del livello stabilito. Un allarme di altissimo livello avvisa gli operatori del pieno carico.</p> <p>I serbatoi contenenti olio stabilizzato, acque di processo, glicole, ammina, saranno mantenuti in leggera sovrappressione per impedire perdite in atmosfera; saranno inoltre ventate a termodistruttore per gli sfiati durante il riempimento (vedi cap 5).</p> <p>I serbatoi, come tutte le apparecchiature in un programma di Manutenzione.</p>

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	38 / 80

4.2 Descrizione Delle Principali Soluzioni Tecnologiche Adottate

4.2.1 Torcia di alta pressione Piattaforma OBMA

Descrizione e criteri di dimensionamento della torcia

Come già esposto nel paragrafo 3.12, la torcia verticale di alta pressione della piattaforma, consente di raccogliere gli scarichi gassosi provenienti dalle apparecchiature progettate per alta pressione durante le operazioni di emergenza e di manutenzione.

La stessa torcia può raccogliere gli sfiati di gas che si potrebbero liberare a seguito di blow-down delle linee olio: è a seguito di questa eventualità che si è stabilito, al fine di evitare rilasci di H₂S in atmosfera, di prevedere l'accensione automatica dei piloti a seguito della rilevazione del gas.

Gli scarichi di emergenza acidi e non acidi saranno convogliati in due collettori di raccolta (olio e gas) ed inviati ai rispettivi KO Drum per poi arrivare alla torcia. Il liquido eventualmente separato nel KO Drum è inviato al sistema di drenaggi chiusi.

Il dimensionamento dell'intero sistema è stato effettuato in conformità allo standard API RP 521 – Guide for Pressure-relieving and Depressuring Systems, considerando l'evento di rilascio più gravoso tra depressurizzazione automatica di emergenza e scatto PSV. L'evento più gravoso è risultato essere lo scatto della PSV installata sul collettore di export, dimensionata per la piena portata di produzione.

Le dimensioni della torcia di alta pressione (riser 12", tip 6" e altezza pari a 43,5 m LAT) consentono di contenere l'irraggiamento termico su tutti i piani di piattaforma, comprensivo dell'irraggiamento solare, entro il limite di:

- 5 kW/m² durante condizioni di emergenza
- 1.5 kW/m² durante operazioni di depressurizzazione manuale

Consentono inoltre di limitare il numero di Mach in corrispondenza del terminale di uscita (tip) ad un valore inferiore a 0.7.

L'analisi sull'irraggiamento termico è stata eseguita considerando l'evento di rilascio più gravoso nelle varie situazioni operative o di emergenza, e garantendo i limiti di irraggiamento sopra definiti su tutti i piani della piattaforma nella peggior condizione atmosferica (vento contrario alla piattaforma).

Il limite di 5 kW/m² consente di salvaguardare gli operatori, comunque opportunamente equipaggiati, in caso di evento incidentale dando loro il tempo di allontanarsi dal luogo di lavoro. Il limite di 1.5 kW/m² consente invece l'esposizione continua di personale opportunamente equipaggiato.

In caso di evento di emergenza, con rilascio in atmosfera di elevate quantità di gas, la velocità sul terminale di uscita è sempre superiore a 150 m/s in conformità ad API RP 521. Tale velocità consente una dispersione minima ottimale del gas e di evitare che si verifichino condizioni pericolose nei luoghi limitrofi (accumuli di miscela esplosiva indesiderati).

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 39 / 80
		00	

Convogliamento delle emissioni torcia alta pressione

Le emissioni della torcia di alta pressione (identificate in seguito con P1, EP1) derivano esclusivamente dalla combustione del gas convogliato:

- degli sfiati di emergenza per depressurizzazione automatica e scatto valvole di sicurezza (emergenza – EP1)
- degli sfiati manutentivi (esercizio –P1).

La scelta progettuale di optare per una torcia in luogo di una candela deriva principalmente da esigenze di sicurezza, in quanto alla torcia possono arrivare anche sfiati associati a blow-down delle linee olio, contenente gas acido disciolto.

In tal caso lo scarico dell'olio viene collettato ad un KO Drum dedicato e l'eventuale gas che può liberarsi è convogliato alla torcia HP, dove viene bruciato garantendo la sicurezza dell'impianto e delle persone che potrebbero essere a bordo.

I piloti sul tip della torcia non saranno sempre accesi: un sistema di rilevazione gas determinerà l'accensione in caso di arrivo di scarichi alla torcia. In questo modo sarà evitata la combustione continua di gas ai piloti sulla piattaforma e con essa l'emissione dei fumi di combustione.

4.2.2 Torcia di alta pressione FPSO

Descrizione e criteri di dimensionamento della torcia

La torcia verticale di alta pressione dell'FPSO consente di raccogliere gli scarichi gassosi provenienti dalle apparecchiature progettate per alta pressione durante le operazioni di emergenza. Le linee gas di processo presenti sull'FPSO potranno contenere H₂S pertanto, al fine di evitare rilasci di H₂S in atmosfera, la torcia è dotata di piloti sempre accesi.

Il dimensionamento dell'intero sistema è effettuato in conformità allo standard API RP 521 – Guide for Pressure-relieving and Depressuring Systems, come descritto nel paragrafo precedente.

Le dimensioni della torcia di alta pressione (riser 12", tip 6" e altezza pari a 32 m LAT) consentono di contenere l'irraggiamento termico sull'FPSO entro il limite di 5 kW/m² durante condizioni di emergenza.

Convogliamento delle emissioni alla candela alta pressione

Le emissioni della torcia di alta pressione (identificate in seguito con S6, ES2) derivano esclusivamente dalla combustione del gas:

- Combustibile dei piloti, sempre accesi
- Convogliato degli sfiati di emergenza per depressurizzazione automatica e scatto valvole di sicurezza (emergenza)

La scelta progettuale di optare per una torcia in luogo di una candela deriva principalmente da esigenze di sicurezza, in quanto alla torcia arrivano sfiati che possono contenere H₂S.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 40 / 80
		00	

Risultato complementare di tale scelta è costituito dalla minimizzazione delle emissioni di gas-effetto-serra, cioè di metano.

La misura metrica utilizzata per comparare le emissioni dei diversi gas serra è il biossido di carbonio equivalente (carbon dioxide equivalent, CDE). Gli equivalenti di biossido di carbonio di un determinato gas si ricavano moltiplicando le tonnellate di gas emesso per il corrispettivo GWP (Global Warming Potential) su 100 anni, in base alle seguente formula:

$$\text{Massa } CO_2 \text{ equivalente} = (\text{Massa } CH_4) \times GWP.$$

Per il metano il GWP è pari a 25 (da “IPPC’s Fourth Assessment Report”, Intergovernmental Panel on Climate Change), pertanto l’emissione di una tonnellata di metano corrisponde, ai fini dell’effetto serra, a 25 tonnellate di CO₂, mentre la combustione di una mole di CH₄ genera stechiometricamente una mole di CO₂.

In definitiva la combustione del metano in luogo della sua emissione diretta permette di ridurre le emissioni di gas serra in atmosfera.

4.2.3 Torcia di bassa pressione FPSO

Descrizione e criteri di dimensionamento della torcia

La torcia di bassa pressione sull’FPSO costituisce la fiaccola di emergenza del termodistruttore, come richiesto dal D.Lgs. 152/06, All.I alla Parte quinta, Parte IV, Sezione 2, Par 2.6 “Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici”, la torcia sarà in grado di assicurare una efficienza minima di combustione del 99%.

In condizioni di normale esercizio dell’impianto la torcia presenta solo le emissioni della combustione del gas metano attraverso i bruciatori presenti sul tip (emissione S5).

La torcia ha infine anche la funzione di fiaccola di emergenza per alcune linee presenti sull’FPSO, poiché ad essa sono convogliate tutte le linee e le PSV delle apparecchiature in bassa pressione (emissione ES3).

Il dimensionamento dell’intero sistema è pertanto verificato in conformità allo standard API RP 521 – Guide for Pressure-relieving and Depressuring Systems, come descritto nel paragrafo precedente.

Le dimensioni della candela di bassa pressione sono le seguenti: riser 6”, tip 4” e altezza pari a 32 m.

Anche in questo caso la scelta progettuale di optare per una torcia in luogo di una candela deriva principalmente da esigenze di sicurezza, in quanto alla torcia arrivano sfiati che possono contenere H₂S.

Risultato complementare di tale scelta è costituito, anche qui, dalla minimizzazione delle emissioni di gas-effetto-serra, cioè di metano.

Anche la scelta di convogliare in due soli punti (fiaccole alta pressione e termodistruttore/torcia bassa pressione) installate sulla stessa struttura (fiaccole LP

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 41 / 80
		00	

ed HP), gli sfiati di emergenza provenienti da tutte le apparecchiature è dettata da motivi di sicurezza. La presenza di due soli punti di rilascio permette di:

- rendere maggiormente controllabile l'eventuale accadimento di un evento accidentale
- limitare il numero delle potenziali fonti di rilascio che contribuiscono alla classificazione di aree pericolose (elemento fondamentale nella progettazione del layout apparecchiature e particolarmente importante nel caso offshore, caratterizzato da scarsa disponibilità di spazi ed esigenze di corretta distribuzione dei pesi sulla struttura)
- assicurare in termini di distanza un punto di rilascio sicuro del gas senza accumulo di nubi gassose potenzialmente pericolose, anche in situazioni climatiche avverse (vento contrario).

Al contrario, più punti distinti di emissione di scarichi aumenterebbero la difficoltà di garantire il rispetto dei parametri sopra esposti, inderogabili dal punto di vista della sicurezza.

Tutte le scelte progettuali sono state compiute congruentemente con le regole di buona progettazione e nell'assoluto rispetto dei criteri di sicurezza necessari per poter garantire prima di tutto la sicurezza del personale eventualmente a bordo e, non meno importante, la corretta e sicura funzionalità degli impianti.

4.3 Braccio di spurgo OBM-A

4.3.1 Descrizione e criteri di dimensionamento

Il braccio di spurgo installato orizzontalmente sul main deck consente l'operazione di combustione dei gas rilasciati durante le operazioni di spurgo delle singole stringhe di produzione (durante start-up o a seguito di workover), garantendo la dispersione della corrente gassosa emessa lontano dalla piattaforma.

Il braccio è ancorato al deck, tramite supporto a snodo, e provvisto di terminale completo di pilota per l'accensione manuale dei gas rilasciati.

Il dimensionamento dell'intero sistema è stato effettuato considerando il massimo rilascio possibile (massima portata di spurgo pozzi) compatibilmente con i vincoli di irraggiamento sui piani di piattaforma.

Le dimensioni del braccio di spurgo (riser 6", tip 3" e lunghezza pari a 15 m) consentono di:

- contenere l'irraggiamento termico su tutti i piani di piattaforma, comprensivo dell'irraggiamento solare, entro il limite di 1.5 kW/m^2 durante le operazioni continue di spurgo con combustione del gas rilasciato;
- limitare il numero di Mach in corrispondenza del terminale di uscita (tip) ad un valore inferiore a 0.5 per garantire stabilità di fiamma.

La scelta di non tenere alcuna fiamma permanente accesa al tip del braccio di spurgo, e di accendere i bruciatori solo prima di eseguire lo spurgo pozzi, è giustificata dalla volontà di minimizzare le emissioni, evitando il consumo in continuo di gas per alimentare il pilota del bruciatore.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 42 / 80
		00	

Nel corso dello spurgo pozzi, attività eseguita in modalità controllata e di presidio dell'impianto, il gas viene combusto limitando l'emissione di grandi quantità di metano, gas climalterante. Si riporta di seguito la verifica eseguita.

Assumendo per il metano GWP pari a 25 (da "IPPC's Fourth Assessment Report", Intergovernmental Panel on Climate Change), le emissioni di CO₂eq/anno (t/anno) saranno:

Portata di gas spurgato: 3690 Nm³/h (2670 kg/h)

Frequenza annua: 1° anno: 30h

Quantità di gas spurgato max 80,1 ton/anno

CO₂ eq caso incombusto max 1990 ton/anno

Se paragoniamo tale valore alla quantità annua di CO₂ emessa bruciando lo stesso gas, si otterrà:

CO₂ caso combustione 218 ton/anno

La scelta eseguita di bruciare il gas spurgato minimizza le emissioni di gas serra.

4.3.2 Convogliamento delle emissioni ai bracci di spurgo 002400FS001/002

Le emissioni dal braccio di spurgo (identificate in seguito con P2) derivano esclusivamente dal convogliamento dei prodotti della combustione del gas piocenicico durante le operazioni di spurgo delle singole stringhe.

4.4 Generazione elettrica principale

L'energia elettrica necessaria per il funzionamento delle apparecchiature presenti in tutto il Campo Ombrina Mare sarà fornita attraverso il sistema di generazione elettrica principale, presente sull'FPSO.

Il sistema è costituito da due motogeneratori da 1 MW ciascuno alimentati dal gas di giacimento; sarà in aggiunta predisposto un motore di back-up con le stesse caratteristiche.

I generatori sono localizzati in stanze dedicate, complete di sensori di fiamma UV, sensori di calore, fumo di tipo termovelocimetro e sensori gas connessi direttamente all'impianto di ESD.

I generatori sono provvisti di circuito di raffreddamento ad acqua/aria: i raffreddatori ad aria sono posizionati all'esterno della stanza.

Tutti gli impianti elettrici saranno realizzati in accordo alle norme CEI, ATEX mediante impiego di apparecchiature e strumenti in esecuzione AD-PE (ad esecuzione antideflagrante).

La scelta del tipo di generatori è stata condizionata dall'esigenza di minimizzare il processo, gli spazi occupati ed i consumi di energia, ma soprattutto da valutazioni del bilancio elettrico in quanto il sistema di generazione elettrica principale deve garantire buoni livelli di affidabilità e bassa frequenza di manutenzione, caratteristiche di motori a gas di questa taglia. E' stato infatti previsto di utilizzare Generatori a Gas proprio perché ritenuti affidabili e con tecnologia ampiamente utilizzata in piattaforme simili e quindi consolidata. Inoltre permettono di utilizzare

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	43 / 80

direttamente il gas estratto come combustibile e di limitare l'impatto dovuto ai viaggi per il trasporto di carburanti da e verso l'FPSO.

4.5 Gruppi elettrogeni di emergenza

I gruppi elettrogeni di emergenza previsti sulla Piattaforma e sull'FPSO assolvono devono allinearsi con quanto stabilito dall'art. 35 del DPR 886/79: "l'impianto di emergenza deve essere in grado di alimentare contemporaneamente le apparecchiature elettriche che azionano i segnali ottici ed acustici, gli impianti di telecomunicazione, i sistemi di monitoraggio e di allarme, le attrezzature antincendio e le attrezzature di sicurezza..omissis..".

Al fine di assolvere tale funzione ciascun impianto di emergenza deve avere una autonomia di funzionamento ininterrotto di almeno ventiquattro ore, garantita da un proprio serbatoio di combustibile.

La soluzione adottata di gruppi elettrogeni con motore diesel costituisce l'unica alternativa che soddisfa i requisiti richiesti per i generatori di emergenza; in particolare il combustibile non può essere gas ma gasolio per garantire continuità di funzionamento anche nel caso di blocco della produzione.

Il motore diesel previsto per la Piattaforma OBMA è del tipo "Stage IIIA", in riferimento all'omologazione dello scarico dei fumi di combustione ai sensi della Direttiva 1997/68/CE e s.m.i. (rif. Dir 2002/88/CE).

Si riportano di seguito i limiti di emissione per motori rientranti nella categoria individuata (riferita a motori a velocità costante, potenza sviluppata circa 100 kW), categoria I (potenza netta compresa tra 75kW e 130 kW) secondo Direttiva 1997/68/CE e s.m.i.- **Stage IIIA**.

Inquinanti	Limiti (g/kWh) – Stage IIIA categoria I
CO	5,0
HC+ NO_x	4
Particolato	0,3

Il motore diesel previsto sull'FPSO sarà del tipo "Stage III A", migliore tecnologia attualmente disponibile per i motori utilizzabili in tali categorie di impiego, ai sensi della Direttiva 1997/68/CE e s.m.i., al fine di ridurre le emissioni in atmosfera. (Rif. Cap. 5).

Si riportano di seguito i limiti di emissione per motori rientranti nella categoria individuata per l'installazione, categoria H (130kW ÷ 560 kW) secondo Direttiva 1997/68/CE e s.m.i.- Allegato1 Punto 4 - **Stage IIIA**.

Inquinanti	Limiti (g/kWh)– Stage III A categoria H
CO	3,5
HC +NO_x	4
Particolato	0,2

Il gasolio utilizzato per l'alimentazione è a basso tenore di zolfo, come prescritto dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. – Parte Quinta Allegato X; le caratteristiche del combustibile sono riportate nel paragrafo 6.2.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 44 / 80
		00	

5. EMISSIONI GASSOSE

5.1 Generalità sulle emissioni

L' art. 268 del D.Lgs 152/06 definisce Emissione:

“Qualsiasi sostanza solida liquida o gassosa introdotta nell’atmosfera che possa causare inquinamento atmosferico [...]”.

Le emissioni, rispetto alla loro durata, possono essere: continue o discontinue.

Come definito dall’art. 268 del D.Lgs. 152/06 “l’emissione di un effluente gassoso effettuata attraverso uno o più appositi punti” è denominata “emissione convogliata” mentre tutto ciò che è escluso da tale definizione è denominata “emissione diffusa”. Le emissioni diffuse delle strutture previste dal progetto (piattaforma OBMA ed FPSO), dove “tecnicamente convogliabili”, sono state coltate sulla base delle migliori tecniche disponibili (MTD), come già indicato nel capitolo 4.

Per ogni emissione convogliata, continua e/o discontinua, viene di seguito data la caratterizzazione quantitativa e qualitativa, indicando i seguenti parametri:

- portata volumetrica
- temperatura
- concentrazione/flusso di massa di inquinanti
- frequenza e durata delle emissioni, in modo da stimarne il quantitativo annuo.

Ad ogni emissione gassosa viene attribuita una sigla alfanumerica a due caratteri, la cui prima lettera indica l’ubicazione del punto di emissione:

- P=Piattaforma;
- S=Serbatoio galleggiante, ovvero FPSO.

La posizione delle emissioni convogliate e l’ubicazione fisica delle sorgenti è indicata nei disegni allegati.

Le sigle delle emissioni di emergenza vengono precedute con la lettera E.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 45 / 80
		00	

5.2 Descrizione delle emissioni convogliate

5.2.1 PIATTAFORMA OMBRINA MARE A

EMISSIONE P1: sfiato da manutenzione apparecchiature da candela HP (di alta pressione)

- Portata max emissione: 5950 Kg/h
- Fluido emesso: Fumi di combustione di Gas naturale pliocenico convogliato alla candela, i cui bruciatori vengono accesi in occasione delle operazioni di manutenzione. Il gas combusto proviene dalle operazioni di depressurizzazione per manutenzione (non contemporanee) di:
 - stringhe di produzione;
 - trappola di lancio;
 - separatori di produzione;
 - separatore spurgo pozzi;
 - collettori di export

La durata dell'emissione prevista è di 60' circa per 1 volta all'anno per ciascun pozzo (6 pozzi).

Tale sorgente di emissione, per quanto riportato nell'Allegato I alla Parte V D. Lgs. 152/06 - Parte IV - Sezione 2 "Coltivazione di idrocarburi", punto 2.6, rispetta i limiti di emissione in quanto "in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale" e la collocazione geografica della Piattaforma assicura una ottimale dispersione delle emissioni.

Gli inquinanti presenti nei fumi sono:

- SO₂: assenti
- CO: 70 mg/Nm³ (0,35 Kg/h)
- NO_x: 820 mg/Nm³ (3,9 Kg/h)
- HC (C₃+): assenti
- PTS: assenti

La caratterizzazione delle emissioni è riportata nella tabella seguente.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	46 / 80

EMISSIONE P1

EMISSIONE DA CANDELA ALTA PRESSIONE PER SFIATO MANUTENZIONE APPARECCHIATURE (FUMI DI COMBUSTIONE DI GAS METANO)

Quantità di gas naturale bruciato: (1)	325 Nm ³ /h (235 kg/h)
Portata fumi di combustione (stima)	5035 Nm ³ /h (5950 Kg/h)
Temperatura	900°C

Inquinante	Flusso di massa (Kg/h)	Concentrazione Inquinante (mg/Nm ³) (Nota 2)	Valori limite di emissione (Nota 3)
SO _x	-	-	-
CO	0,35	70	-
NO _x	3,9	820	-
Volatili Organici (C ₃ +))	-	-	-

NOTE:

- Portata corrispondente alla depressurizzazione di apparecchiature (per un valore complessivo di 1,5 m³ ca. per volta, corrispondente ad un separatore di produzione)
 - * pressione iniziale : 75 barg
 - * densità' iniziale : 58.39 Kg/m³ (20°C, 75 barg)
 - * tempo di emissione : 60' per 5 volte all'anno
- Calcolate con i fattori di emissione EMEP-CORINEAIR "Emission Inventory Guidebook"
- Dati non considerati in quanto i valori limiti di emissione si intendono rispettati quando in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale dolce (D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte IV Sezione 2 – punto 2.6).

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 47 / 80
		00	

EMISSIONE P2 (spurgo pozzi da braccio di spurgo operativo)

L'emissione è generata dalla combustione di 3690 Nm³/h di gas naturale di spurgo dei singoli pozzi gas. Tale portata è la massima consentita per ciascuna stringa di produzione, ed è limitata rispetto alla portata di progetto delle singole stringhe per garantire i vincoli di irraggiamento sui piani di piattaforma.

Sarà operativo un solo braccio alla volta, cioè quello posizionato in condizioni atmosferiche di vento favorevole durante le operazioni di spurgo.

Le operazioni di spurgo sono così caratterizzate:

Durata: ca. 6 ore per ogni operazione di spurgo

Quantità di gas naturale spurgato: 3690 Nm³/h (2670 kg/h)

Frequenza: 1 operazione di spurgo per ciascuna stringa all'avviamento della produzione; ulteriori operazioni di spurgo si potranno verificare in occasione di successive operazioni di work-over dei pozzi.

Il gas naturale spurgato viene combusto mediante bruciatore orizzontale.

I fumi stimati, considerando che la fiamma è libera, risultano circa 67.350 Kg/h di fumi secchi.

Tale sorgente di emissione, per quanto riportato nell'Allegato I alla Parte V D. Lgs. 152/06 - Parte IV - Sezione 2 "Coltivazione di idrocarburi", punto 2.6, rispetta i limiti di emissione in quanto "in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale" e la collocazione geografica della Piattaforma assicura una ottimale dispersione delle emissioni.

La concentrazione degli inquinanti è la seguente:

- SO₂: assenti
- CO: 70 mg/Nm³ (3,8 Kg/h)
- NO_x: 820 mg/Nm³ (44 Kg/h)
- HC (C₃+): assenti
- PTS: assenti

La caratterizzazione delle emissioni è riportata nella tabella seguente.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	48 / 80

EMISSIONE P2

EMISSIONE DA BRACCIO OPERATIVO PER COMBUSTIONE DEL GAS DI SPURGO POZZI

Quantità di gas naturale bruciato: 3690 Nm³/h (2670 kg/h)
 Portata fumi di combustione (stima) 53950 Nm³/h (67.350 Kg/h)
 Temperatura 900°C

Inquinante	Flusso di massa (Kg/h)	Concentrazione Inquinante (mg/Nm ³) (Nota 1)	Valori limite di emissione (Nota 2)
SO _x	---	---	---
CO	3,8	70	---
NO _x	44	820	---
Volatili Organici (C ₃ +)	---	---	---

NOTE:

- 1) Calcolate con i fattori di emissione EMEP-CORINEAIR “Emission Inventory Guidebook”
- 2) Dati non considerati in quanto i valori limiti di emissione si intendono rispettati quando in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale (D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte IV Sezione 2 – punto 2.6).

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 49 / 80
		00	

5.2.2 FPSO

EMISSIONI S1 – S2 (fumi motori generatore gas)

Il sistema di generazione elettrica principale è costituito da tre generatori alimentati con il gas di giacimento ubicati sull'FPSO Il funzionamento dei motori è regolato in modo che risultino sempre operanti 2 motori per 8.760 ore/anno, mentre un terzo risulta essere di riserva.

Le due emissioni sono generate quindi da 2 generatori in servizio continuativo a regime ciascuno da 1000 kW, alimentati da motori gas.

Ai sensi dell'Art. 272 comma 1, tali motori non sono sottoposti ad autorizzazione in quanto sono tra gli impianti elencati nella Parte I lettera gg) e lettera bb) dell'Allegato IV alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/06 (Gruppi elettrogeni [...] alimentati a metano o a Gpl, di potenza termica nominale inferiore a 3 MW; gruppi elettrogeni [...] alimentati a gasolio [...] di potenza termica inferiore a 1 MW).

Si applicano comunque i valori limite di emissione previsti, come indicati nell'art. 271 del D.Lgs. 152/06.

Segue la caratterizzazione di ciascuna delle dell'emissioni S1 ed S2, costituita dai fumi prodotti dalla combustione del gas naturale nel motore.

Portata emissione: 7198 kg/h

Scarico continuo per 8.760 ore/anno.

- NOx 250 mg/Nm³ (0,379 g/s)
- CO 650 mg/Nm³ (30,985 g/s)
- NMHC 376 mg/Nm³ (30,570 g/s)
- SOx 10 mg/Nm³ (30,015 g/s)

MINIMO TECNICO

Il minimo tecnico, cioè “il carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizioni di regime” individuato per macchina è dato in corrispondenza dei valori di riferimento dei seguenti parametri operativi:

Gas di alimentazione: portata 236 ÷ 230 Nm³/h (75% load)

Power output kVA: 1218÷1287 kVA

Temperatura uscita fumi : 448 °C

RPM: 1500

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	50 / 80

**EMISSIONE S1
EMISSIONE S2**

EMISSIONE DA MOTORE A GAS PER LA GENERAZIONE ELETTRICA PRINCIPALE

Portata totale dei fumi di combustione (stima) 7189 kg/h (5453 Nm³/h)

Temperatura 448°C

Inquinante	Concentrazione Normalizzata	Valori limite di emissione (Nota 1)
(O ₂ % mol, per la normalizzazione)	5	5
SO _x (mg/Nm ³)	10	--- (Nota 2)
CO (mg/Nm ³)	650	650
NO _x (mg/Nm ³)	250	500
Volatili Organici (mg/Nm ³)	376	600 (Nota 3)
POLVERI (mg/Nm ³)	---	130

NOTE:

- 1) Limiti in Allegato I alla parte V del D. Lgs. 152/06 - Parte IV - sezione 2 - 2.6 e parte III Paragrafo 3
- 2) D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte II - (Para 3: Parte II e para 3: Classe V): se il flusso di massa supera la soglia di rilevanza di 5 kg/h il valore limite di emissione è 500 mg/Nm³
- 3) D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte II - (Para 3: Parte II e para 4: Classe V): se il flusso di massa supera la soglia di rilevanza di 4 kg/h il valore limite di emissione è 600 mg/Nm³.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 51 / 80
		00	

EMISSIONE S3 (fumi di combustione della caldaia a gas dedicata al riscaldamento di hot oil)

Il sistema di generazione di potenza termica è costituito da una caldaia alimentata con gas di giacimento ed ubicata sull'FPSO.

Le emissioni sono costituite quindi dai fumi di combustione dei bruciatori della caldaia hot oil di potenza circa 1600 KW.

I bruciatori dell'unità saranno del tipo a basse emissioni (bruciatori low NO_x) e i fumi verranno convogliati ad un camino. Le emissioni all'atmosfera dovranno rientrare nei valori massimi previsti dalle normative in vigore, per questo i riscaldatori saranno dotati di un sistema di controllo di tipo elettronico che permetta una gestione globale della combustione, con ottimizzazione del rapporto aria/combustibile, della temperatura dei fumi e che determini l'esercizio ottimale in termini di emissioni. Tale sistema di controllo permetterà inoltre di ottimizzare l'efficienza energetica consentendo di ridurre i consumi di combustibile.

Il consumo stimato di gas combustibile è di circa 185-190 Sm³/h. Il funzionamento è continuo per tutto l'anno.

Le emissioni in atmosfera saranno costituite dai prodotti di combustione del metano di giacimento.

Come indicato dal D.Lgs. 152/06, All.I alla Parte quinta, Parte IV, Sezione 2 "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici", i valori di emissione provenienti da impianti di combustione che impiegano gas naturale proveniente da giacimento con contenuto di H₂S inferiore a 5 mg/Nm³, si intendono comunque rispettati.

In caso contrario si applicano i limiti alle emissioni indicati nel punto 2.3 comma b della medesima Sezione 2:

Ossidi di zolfo (SO ₂)	800 mg/Nm ³
Ossidi di Azoto (NO ₂)	350 mg/Nm ³
Monossido di carbonio (CO)	100 mg/Nm ³
Sostanze organiche volatili (COT)	10 mg/Nm ³
Polveri	10 mg/Nm ³

Non avendo a disposizione, allo stato attuale del progetto, i dati delle concentrazioni di inquinanti nei fumi provenienti dal costruttore della caldaia, è solo possibile garantire che le emissioni saranno inferiori ai valori limite sopra riportati.

Nelle simulazioni della dispersione degli inquinanti in atmosfera sono stati utilizzati, a favore di sicurezza, i valori massimi ammissibili.

MINIMO TECNICO:

Il minimo tecnico, cioè il " il carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'attività cui l'impianto è destinato" individuato per macchina è dato in corrispondenza dei valori di riferimento dei seguenti parametri operativi:

Temperatura esercizio: 210°C – temperatura hot oil

Portata fuel gas: 130 Nm³/h

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 53 / 80
		00	

EMISSIONE S4 (fumi di combustione del Termodistruttore)

Il Termodistruttore presenta una emissione continua derivate dalla combustione di tutti gli sfiati, i gas di coda e le emissioni convogliabili presenti sull'FPSO in condizioni di normale esercizio, in particolare provenienti dalle seguenti unità:

- stoccaggio fluidi di processo
- rigenerazione e stoccaggio DEG,
- drenaggi di processo/oleosi,
- desalter (unità di separazione e stabilizzazione olio)
- riscaldamento gas
- trattamento gas combustibile
- trattamento acque di processo
- trattamento LOCAT
- Unità di compressione

La combustione avviene ad una temperatura minima di 950 °C per un tempo di almeno 2 secondi e con eccesso di ossigeno non inferiore al 6%, come imposto dal dal D.Lgs. 152/06, All.I alla Parte quinta, Parte IV, Sezione 2 “Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici”, Par. 2.2.

L'emissione è sempre presente. In caso di manutenzione o in caso di non funzionamento del termodistruttore, la corrente gassosa verrà inviata alla Torcia (vedi emissione S5), prevista come unità di riserva a quella di termodistruzione sempre dal D.Lgs. 152/06, All.I alla Parte quinta, Parte IV, Sezione 2, Par. 2.2. La torcia sarà in grado di assicurare una efficienza minima di combustione del 99% (espressa come $CO_2/(CO_2+CO)$).

Segue la caratterizzazione dell'emissione S4:

Portata emissione: 550 kg/h

Scarico continuo per 8.760 ore/anno.

- NO_x 250 mg/Nm³ (0.02894 g/s)
- CO 10 mg/Nm³ (0,00116 g/s)
- NMHC 100 mg/Nm³ (0,01157 g/s)
- SO_x 44 mg/Nm³ (0,00509 g/s)
- H_2S 1,5 mg/Nm³ (0,00018 g/s)
- Polveri 10 mg/Nm³ (0,00116 g/s)

MINIMO TECNICO:

Il minimo tecnico, cioè il "carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizioni di regime" individuato per macchina è dato in corrispondenza dei valori di riferimento dei seguenti parametri operativi:

Temperatura esercizio: 950°C

Eccesso ossigeno: 6%

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 55 / 80
		00	

EMISSIONE S5: fumi di combustione bruciatori Torcia acida LP (di bassa pressione)

La torcia LP è dimensionata per funzionare come unità di riserva del termodistruttore in caso di malfunzionamento dello stesso (emergenza).

Essa è in grado di raccogliere gli scarichi che in condizioni di normale esercizio vengono trattati dal termodistruttore ed entra in funzione con questo scopo solo in caso di fermo di tale unità.

In condizioni di normale esercizio dell'impianto la torcia presenta solo le emissioni legate alla combustione del gas metano attraverso i bruciatori presenti sul tip, alimentati da gas di giacimento proveniente dal sistema di trattamento gas - unità fuel gas presente sull'FPSO.

Come richiesto dal D.Lgs. 152/06, All.I alla Parte quinta, Parte IV, Sezione 2, Par 2.6 "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici", la torcia sarà in grado di assicurare una efficienza minima di combustione del 99%. Le emissioni in atmosfera saranno costituite dai prodotti di combustione del metano.

Tale sorgente di emissione, per quanto riportato nell'Allegato I alla Parte V D. Lgs. 152/06 - Parte IV - Sezione 2 "Coltivazione di idrocarburi", punto 2.6, rispetta i limiti di emissione in quanto "in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale" e la collocazione geografica della Piattaforma assicura una ottimale dispersione delle emissioni.

Gli inquinanti presenti nei fumi sono:

- SO₂: 3,9 mg/Nm³ (0,0005 Kg/h)
- CO: 70 mg/Nm³ (0,0095 Kg/h)
- NO_x: 820 mg/Nm³ (0,11 Kg/h)
- HC (C₃+): 7 mg/Nm³ (0,001 Kg/h)
- PTS: assenti

MINIMO TECNICO:

Il minimo tecnico, cioè il "carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizioni di regime" individuato per macchina è dato in corrispondenza dei valori di riferimento dei seguenti parametri operativi:

Portata fuel gas piloti: 3x3 Nm³/h

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	56 / 80

EMISSIONE S5

EMISSIONE DA TORCIA BASSA PRESSIONE DI EMERGENZA AL TERMODISTRUTTORE (FUMI DI COMBUSTIONE DI GAS METANO)

Quantità di gas naturale bruciato: (1)	9 Nm ³ /h (6,5 kg/h)
Portata fumi di combustione (stima)	135 Nm ³ /h (165 Kg/h)
Temperatura	900°C

Inquinante	Flusso di massa (Kg/h)	Concentrazione Inquinante (mg/Nm ³) (Nota 2)	Valori limite di emissione (Nota 3)
SO _x	0,0005	3,9	---
CO	0,0095	70	---
NO _x	0,11	820	---
Volatili Organici (C ₃ +))	0,001	7	---

NOTE:

- 1) Portata corrispondente alimentazione dei tre bruciatori della torcia.
- 2) Calcolate con i fattori di emissione EMEP-CORINEAIR "Emission Inventory Guidebook"
- 3) Dati non considerati in quanto i valori limiti di emissione si intendono rispettati quando in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale dolce (D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte IV Sezione 2 – punto 2.6).

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 57 / 80
		00	

EMISSIONE S6: fumi di combustione bruciatori Torcia acida HP (di alta pressione)

La torcia HP è dimensionata per collettare, in situazioni di emergenza, gli scarichi delle valvole di sicurezza e le valvole di blow down (depressurizzazione automatica) delle singole apparecchiature impiantistiche in alta pressione presenti sull'FPSO.

Il dimensionamento e la scelta della posizione della candela si determinano come indicato dallo standard API 521 – Guide for Pressure-relieving and Depressuring Systems, in base al massimo irraggiamento termico ammissibile ($4,8 \text{ kW/m}^2$ in caso di accensione del flusso di gas), al numero di Mach massimo ammissibile (0,7) ed alla dispersione del gas rilasciato in atmosfera.

In condizioni di normale esercizio dell'impianto la torcia presenta solo le emissioni legate alla combustione del gas metano attraverso i bruciatori presenti sul tip, alimentati da gas di giacimento proveniente dal sistema di trattamento gas - unità fuel gas presente sull'FPSO.

Come richiesto dal D.Lgs. 152/06, All.I alla Parte quinta, Parte IV, Sezione 2, Par 2.6 “Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici”, la torcia sarà in grado di assicurare una efficienza minima di combustione del 99%. Le emissioni in atmosfera saranno costituite dai prodotti di combustione del metano.

Tale sorgente di emissione, per quanto riportato nell'Allegato I alla Parte V D. Lgs. 152/06 - Parte IV - Sezione 2 “Coltivazione di idrocarburi”, punto 2.6, rispetta i limiti di emissione in quanto “in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale” e la collocazione geografica della Piattaforma assicura una ottimale dispersione delle emissioni.

Gli inquinanti presenti nei fumi sono:

- SO₂: 3,9 mg/Nm³ (0,0009 Kg/h)
- CO: 70 mg/Nm³ (0,015 Kg/h)
- NO_x: 820 mg/Nm³ (0,18 Kg/h)
- HC (C₃₊): 7 mg/Nm³ (0,002 Kg/h)
- PTS: assenti

MINIMO TECNICO:

Il minimo tecnico, cioè il "carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizioni di regime" individuato per macchina è dato in corrispondenza dei valori di riferimento dei seguenti parametri operativi:

Portata fuel gas piloti: $3 \times 5 \text{ Nm}^3/\text{h}$

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	58 / 80

EMISSIONE S6

EMISSIONE DA TORCIA ALTA PRESSIONE (FUMI DI COMBUSTIONE DI GAS METANO)

Quantità di gas naturale bruciato: (1)	15 Nm ³ /h (10,6 kg/h)
Portata fumi di combustione (stima)	217 Nm ³ /h (270 Kg/h)
Temperatura	900°C

Inquinante	Flusso di massa (Kg/h)	Concentrazione Inquinante (mg/Nm ³) (Nota 2)	Valori limite di emissione (Nota 3)
SO _x	0,0009	3,9	---
CO	0,015	70	---
NO _x	0,18	820	---
Volatili Organici (C ₃ ⁺)	0,002	7	---

NOTE:

- 1) Portata corrispondente alimentazione dei tre bruciatori della torcia.
- 2) Calcolate con i fattori di emissione EMEP-CORINEAIR "Emission Inventory Guidebook"
- 3) Dati non considerati in quanto i valori limiti di emissione si intendono rispettati quando in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale dolce (D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte IV Sezione 2 – punto 2.6).

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 59 / 80
		00	

5.2.3 EMERGENZA

EMISSIONE EP1 (fumi motori generatore diesel di emergenza Piattaforma OBMA)

Il gruppo elettrogeno da circa 100 kW azionato da motore Diesel entra in funzione in caso di non funzionamento sistema di generazione principale, costituito dai motogeneratori gas ubicati sull'FPSO (malfunzionamento, manutenzione, assenza fuel gas). Il generatore è soggetto a prove di funzionamento periodiche al fine di verificarne il funzionamento e mantenerne l'efficienza (prova settimanale della durata di 30 minuti, circa 26 ore/anno).

Ai sensi dell'Art. 272 comma 1, “i gruppi elettrogeni [...] alimentati a gasolio [...] di potenza termica inferiore a 1 MW” non sono sottoposti ad autorizzazione in quanto sono tra gli impianti elencati nella Parte I lettera bb) dell'Allegato IV alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/06 (impianti ed attività le cui emissioni sono scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico).

Si applicano comunque i valori limite di emissione previsti, come indicati nell'art. 271 del D.Lgs. 152/06.

Segue la caratterizzazione dell'emissione EP1, costituita dai fumi prodotti dalla combustione del gasolio dal motore diesel.

La portata di gas esausto emessa in atmosfera dal generatore alla massima potenza operativa è di 1725 kg/h (1318 Sm³/h), ad una temperatura di circa 440°C.

Composizione fumi in uscita di un motore della tipologia richiesta:

- monossido di carbonio (CO):	0,34 g/kWh
- ossidi di azoto (NO _x):	5,79 g/kWh
- Idrocarburi (HC):	0,10 g/kWh
- Polveri totali:	0,122 g/kWh

La tabella sotto riportata descrive nel dettaglio l'emissione.

MINIMO TECNICO.

Il parametro che definisce il minimo tecnico di tale motore, cioè “il carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'attività cui l'impianto è destinato”, come definito dall'art. 268, comma 1, lettera ee) del D. Lgs. 152/06 come modificato dal D.Lgs 128/2010, è rappresentato dal numero di giri del motore a regime, pari a 1500 g/min.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	60 / 80

EMISSIONE EP1

EMISSIONE DA GRUPPO ELETTROGENO DI EMERGENZA SU OBMA CON MOTORE ALIMENTATO A GASOLIO

Portata dei fumi allo scarico 1725 kg/h (1318 Sm³/h)

Temperatura dei fumi 440°C

Composizione	Concentrazione Normalizzata (Nota 1)	Valori limite di emissione (Nota 2)
O ₂ % mol	5	5
POLVERI (mg/Nm ³)	15	130
CO (mg/Nm ³)	44	650
NO _x (mg/Nm ³)	752	4000
Idrocarburi Volatili organici	13	Nota 3

NOTE:

- 1) Dato da catalogo fornitore
- 2) Limiti in Allegato I alla parte V del D. Lgs. 152/06 - Parte IV - sezione 2 - 2.6 e parte III Paragrafo 3
- 3) D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte II - (Para 3: Classe II e para 4: Classe V): se il flusso di massa supera la soglia di rilevanza di 4 kg/h il valore limite di emissione è 600 mg/Nm³.

I valori di emissione rispettano comunque i limiti di emissione fissati dal D. Lgs. 152/06 art. 269, Allegato 1 alla Parte V – Parte III, punto 3.

Il gasolio utilizzato è a basso tenore di zolfo ($\leq 0,1$ %), come indicato nel paragrafo 6.2.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 61 / 80
		00	

EMISSIONE EP2 (fumi di combustione gas metano da candela alta pressione per depressurizzazione di EMERGENZA)

Portata gas blow-down: 1500 Sm³/giorno (42,7 Kg/h)

Alla candela HP sono convogliati:

- gli sfiati dovuti a blow-down delle linee e delle apparecchiature dovuti ad emergenze e malfunzionamenti;
- gli sfiati di gas associato dovuti a blow-down delle linee olio, previa accensione automatica dei piloti.

L'emissione è costituita da fumi di combustione di gas di giacimento (Pliocenico o associato all'olio).

La caratterizzazione dell'emissione è riportata nella tabella seguente.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	62 / 80

EMISSIONE EP2

EMISSIONE FUMI DI COMBUSTIONE PER DEPRESSIONE DI EMERGENZA PIATTAFORMA

Portata gas bruciata: 62,5 Sm³/h (42,7 Kg/h)

Portata fumi di combustione stima: 914 Sm³/h (1080 Kg/h)

Temperatura di emissione 900°C

Inquinante	Flusso di massa (Kg/h)	Concentrazione Inquinante (mg/Nm ³) (Nota 1)	Valori limite di emissione (Nota 2)
SO _x	---	---	---
CO	0,065	70	---
NO _x	0,71	820	---
Volatili Organici (C ₃ +)	-	-	---

NOTE:

- 1) Calcolate con i fattori di emissione EMEP-CORINEAIR "Emission Inventory Guidebook"
- 2) Dati non considerati in quanto i valori limiti di emissione si intendono rispettati quando in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale (D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte IV Sezione 2 – punto 2.6).

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 63 / 80
		00	

EMISSIONE ES1 (fumi motori generatore diesel di emergenza FPSO)

Il gruppo elettrogeno da circa 250 kW azionato da motore Diesel entra in funzione in caso di non funzionamento sistema di generazione principale, costituito dai motogeneratori gas ubicati sull'FPSO (malfunzionamento, manutenzione, assenza fuel gas).

Il generatore è soggetto a prove di funzionamento periodiche al fine di verificarne il funzionamento e mantenerne l'efficienza (prova settimanale della durata di 30 minuti, circa 26 ore/anno).

Ai sensi dell'Art. 272 comma 1, "i gruppi elettrogeni [...] alimentati a gasolio [...] di potenza termica inferiore a 1 MW" non sono sottoposti ad autorizzazione in quanto sono tra gli impianti elencati nella Parte I lettera bb) dell'Allegato IV alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/06 (impianti ed attività le cui emissioni sono scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico).

Si applicano comunque i valori limite di emissione previsti, come indicati nell'art. 271 del D.Lgs. 152/06.

Segue la caratterizzazione dell'emissione ES1, costituita dai fumi prodotti dalla combustione del gasolio dal motore diesel.

La portata di gas esausto emessa in atmosfera dal generatore alla massima potenza operativa è di 3146 kg/h (2403 Sm³/h), ad una temperatura di circa 440°C.

Non avendo a disposizione, allo stato attuale del progetto, i dati delle concentrazioni di inquinanti nei fumi provenienti dal costruttore del motore, è solo possibile garantire che le emissioni saranno inferiori ai valori limite sopra riportati.

Di seguito è descritta nel dettaglio l'emissione.

MINIMO TECNICO.

Il parametro che definisce il minimo tecnico di tale motore, cioè "il carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'attività cui l'impianto è destinato", come definito dall'art. 268, comma 1, lettera ee) del D. Lgs. 152/06 come modificato dal D.Lgs 128/2010, è rappresentato dal numero di giri del motore a regime, pari a 1500 g/min.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	64 / 80

EMISSIONE ES1

EMISSIONE DA GRUPPO ELETTROGENO DI EMERGENZA SU FPSO CON MOTORE ALIMENTATO A GASOLIO

Portata dei fumi allo scarico 3146 kg/h (2403 Sm³/h)

Temperatura dei fumi 440°C

Composizione	Concentrazione Normalizzata (Nota 1)	Valori limite di emissione (Nota 2)
O ₂ % mol	5	5
POLVERI (mg/Nm ³)	<130	130
CO (mg/Nm ³)	<500	650
NO _x (mg/Nm ³)	<1000	4000
Idrocarburi Volatili organici	<2500	Nota 3

NOTE:

- 1) Dato da catalogo fornitore
- 2) Limiti in Allegato I alla parte V del D. Lgs. 152/06 - Parte IV - sezione 2 - 2.6 e parte III Paragrafo 3
- 3) D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte II - (Para 3: Classe II e para 4: Classe V): se il flusso di massa supera la soglia di rilevanza di 4 kg/h il valore limite di emissione è 600 mg/Nm³.

I valori di emissione rispettano comunque i limiti di emissione fissati dal D. Lgs. 152/06 art. 269, Allegato 1 alla Parte V – Parte III, punto 3.

Il gasolio utilizzato è a basso tenore di zolfo ($\leq 0,1$ %), come indicato nel paragrafo 6.2.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 65 / 80
		00	

EMISSIONE ES2 (fumi di combustione gas metano da fiaccola alta pressione per depressurizzazione di EMERGENZA FPSO)

Portata gas blow-down: 23334 Sm³/h (15867 Kg/h)

La candela di alta pressione raccoglie gli sfiati che provengono:

- dalla depressurizzazione automatica di emergenza delle apparecchiature operanti ad alta pressione;
- dalle valvole di sicurezza (PSV) poste a protezione delle apparecchiature operanti ad alta pressione.

L'emissione è costituita da fumi di combustione di gas di giacimento associato all'olio.

La torcia è dotata di bruciatori pilota, sempre accesi per evitare fuoriuscite di H₂S in caso di emergenza.

La caratterizzazione dell'emissione è riportata nella tabella seguente.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	66 / 80

EMISSIONE ES2

EMISSIONE FUMI DI COMBUSTIONE PER DEPRESSIONE PER EMERGENZA LINEE ALTA PRESSIONE FPSO

Portata gas bruciata: 23334 Sm³/h (15867 Kg/h)

Portata fumi di combustione stima: 342510 Sm³/h (404650 Kg/h)

Temperatura di emissione 900°C

Inquinante	Flusso di massa (Kg/h)	Concentrazione Inquinante (mg/Nm ³) (Nota 1)	Valori limite di emissione (Nota 2)
SO _x	1,26	3,9	---
H ₂ S	0,001	0,0004	---
CO	23,35	70	---
NO _x	265	820	---
Volatili Organici (C ₃ +)	3,15	7	---

NOTE:

- 1) Calcolate con i fattori di emissione EMEP-CORINEAIR "Emission Inventory Guidebook"
- 2) Dati non considerati in quanto i valori limiti di emissione si intendono rispettati quando in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale (D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte IV Sezione 2 – punto 2.6).

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 67 / 80
		00	

EMISSIONE ES3 (fumi di combustione gas metano da fiaccola bassa pressione per depressurizzazione di EMERGENZA FPSO ed EMERGENZA TERMODISTRUTTORE)

Portata dimensionante: 100000 Sm³/giorno (2834 Kg/h)

Apparecchiatura: Fiaccola Confinata per gli scarichi di emergenza a bassa pressione e di emergenza del termodistruttore.

In questo caso la torcia atmosferica di emergenza al termodistruttore ha anche funzione di torcia di bassa pressione del sistema di depressurizzazione dell'FPSO in caso di emergenze.

Ad essa sono quindi convogliate tutte le linee e le PSV delle apparecchiature in bassa pressione.

L'emissione è costituita da fumi di combustione di gas di giacimento associato all'olio. La torcia è dotata di bruciatori pilota, sempre accesi per evitare fuoriuscite di H₂S in caso di emergenza.

La caratterizzazione dell'emissione è riportata nella tabella seguente.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	68 / 80

EMISSIONE ES3

EMISSIONE FUMI DI COMBUSTIONE PER DEPRESSIONE PER DEPRESSIONE DI EMERGENZA LINEE BASSA PRESSIONE ED EMERGENZA TERMODISTRUTTORE FPSO

Portata gas bruciata 4167 (Sm³/h): (2834 Kg/h)

Portata fumi di combustione stima: 61165 Sm³/h (72265 Kg/h)

Temperatura di emissione 900°C

Inquinante	Flusso di massa (Kg/h)	Concentrazione Inquinante (mg/Nm ³) (Nota 1)	Valori limite di emissione (Nota 2)
SO _x	0,225	3,9 (Nota 3)	---
CO	4,17	70	---
NO _x	47,44	820	---
Volatili Organici (C ₃ +)	0,6	7	---

NOTE:

- 1) Calcolate con i fattori di emissione EMEP-CORINEAIR "Emission Inventory Guidebook"
- 2) Dati non considerati in quanto i valori limiti di emissione si intendono rispettati quando in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale (D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte IV Sezione 2 – punto 2.6).
- 3) In caso di blocco contemporaneo del termodistruttore e del sistema di recupero zolfo, la concentrazione di SO_x diventa 1050 mg/Nm³.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 69 / 80
		00	

5.2.3 EMISSIONI DA SERBATOI:

Relativamente alle emissioni (sfiati) provenienti dai serbatoi presenti sulle strutture, si riporta di seguito l'elenco delle stesse.

Materie Prime/Chemicals	Volume	Ubicazione	Emissioni
Acqua demineralizzata	5 m ³	FPSO	N.A.
Antischiuma	fusti	FPSO	N.A.
Ammina (DEA)	12 m ³	FPSO	Convogliato a Termodistruttore (1)
Ammina (DEA) drenaggi	3.8 m ³	FPSO	Convogliato a Termodistruttore. (1)
Glicole (DEG)	8 m ³	FPSO	Convogliato a Termodistruttore (1)
Glicole (DEG) drenaggi	1.7 m ³	FPSO	Convogliato a Termodistruttore (1)
Gasolio (motore 0.25 MW)	10 m ³	FPSO	Trascurabile (2)
Gasolio (motore 0.10 MW)	5 m ³	OBM-A	Trascurabile (2)
Closed drains	1.5 m ³	OBM-A	Chiuso (3)
Closed drains	3 m ³	FPSO	Convogliato a Termodistruttore (4)
Open drains		OBM-A	Trascurabile (5)
Open drains		FPSO	Trascurabile (5)
Olio stabilizzato	Da definire	FPSO	Convogliato a Termodistruttore (6)

Caratteristiche dei serbatoi previsti

(1) Gli sfiati provenienti dai serbatoi di stoccaggio del glicole e delle ammine presenti sull'FPSO sono convogliati al termodistruttore. La stessa filosofia è stata utilizzata per i serbatoi dei drenaggi contenenti Glicole o Ammina.

Tali serbatoi in condizioni di esercizio sono chiusi e stabilizzati con azoto a una pressione lievemente superiore a quella atmosferica (circa 1,5 bar) per impedire la fuoriuscita dei vapori. Quando il livello dei fluidi all'interno di ciascun serbatoio si innalza (aumento di temperatura o riempimento), il gas inerte contenente tracce di glicole o di ammine viene convogliato e combusto nel Termodistruttore.

(2) I due serbatoi di stoccaggio gasolio di alimentazione dei generatori diesel di emergenza della Piattaforma OBMA e dell'FPSO vengono riforniti mediante

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 70 / 80
		00	

bettolina e garantiscono il riempimento del serbatoio giornaliero delle rispettive unità di generazione energia elettrica di emergenza.

Poiché il gasolio commerciale contiene molti idrocarburi pesanti e la tensione di vapore è molto bassa, la concentrazione ed il flusso di massa dei vapori inquinanti (idrocarburi pesanti, butano e superiori), emessi dal serbatoio sia per la respirazione, sia per il riempimento sono trascurabili (rif. EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2009, “Gasoline evaporation”).

Le caratteristiche merceologiche del gasolio utilizzato rispetteranno quanto prescritto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Allegato X alla Parte V (paragrafo 6.2).

(3) Il serbatoio drenaggi chiusi della piattaforma OBMA non avrà sfiati in quanto l’acqua di produzione, se presente, verrà trasferita all’FPSO per essere stoccata oppure per subire il trattamento ed essere idonea alla reiniezione in giacimento.

(4) Gli sfiati dei serbatoi dei drenaggi chiusi dell’FPSO saranno convogliati al termodistruttore.

(5) Il sistema drenaggi aperti raccoglie le acque meteoriche di dilavamento di aree potenzialmente contaminate; non si ritengono pertanto possibili emissioni di inquinanti dai relativi serbatoi.

(6) Durante le operazioni di riempimento delle stive dell’FPSO si avranno delle emissioni di vapori di idrocarburi che vengono spiazzati dall’ingresso del fluido nei serbatoi. Tali emissioni sono minimizzate grazie all’impiego, durante le operazioni di svuotamento, di gas inerte che permette di mantenere in leggera pressione l’olio e limitare la quantità di composti volatili presenti nella miscela gassosa in equilibrio con il la fase liquida. Durante le operazioni di riempimento, tutti i vapori di stiva verranno comunque collettati e bruciati nel termdistruttore.

I volumi di stiva che verranno destinati allo stoccaggio di olio stabilizzato saranno definiti con esattezza contestualmente alla nave da allestire per il progetto.

Si ricorda infine che tutte le navi impiegate per lo stoccaggio e movimentazione di idrocarburi in mare (inclusa l’FPSO) devono rispettare i regolamenti e linee guida in materia di sicurezza della navigazione e prevenzione dell’inquinamento marino (RINA o altri Registri Navali), prevedendo la presenza di sistemi quali doppio scafo, blankettaggio con inerti, ecc. (vedi Rina Rules e GUI.9/E - Guide for the structural design of oil tankers).

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 71 / 80
		00	

5.3 Descrizione delle emissioni diffuse

Nel presente paragrafo vengono analizzate le emissioni diffuse della piattaforma OBMA e dell'FPSO, non tecnicamente convogliabili, dovute a trafile di gas dalle componenti delle apparecchiature nelle quali si ha il passaggio degli idrocarburi.

Le componenti tipiche presenti in questi impianti dalle quali si possono verificare perdite di gas durante l'operatività dell'impianto sono: valvole, flange e tenute delle apparecchiature.

Le perdite dei serbatoi sono convogliate alla candela o ai vent locali dedicati di ciascun serbatoio, pertanto sono trattate nei relativi paragrafi, quali emissioni convogliate.

Per la stima delle emissioni diffuse è stato utilizzato un approccio semplificato basato sull'utilizzo di fattori di emissione medi per tipologia d'impianto tratti da letteratura. Tali fattori sono stati elaborati partendo dalle misurazioni effettuate sui vari componenti in relazione alla produttività degli impianti. Le prime elaborazioni sono state prodotte proprio sugli impianti di produzione gas (Global Reporting Initiative, 1999). I valori qui utilizzati per le stime sono quelli indicati dall'American Petroleum Institute nel "Compendium of greenhouse gas Emissions methodologies for the Oil and Natural gas Industry – Fugitive Emission Estimation Methods", 2009.

La stima dei quantitativi di gas emesso si ottiene quindi partendo dal dato di produttività dell'impianto (espresso in volume di gas naturale prodotto) moltiplicato per il fattore di emissione tipico degli impianti offshore per l'estrazione del gas.

Nella seguente tabella sono riportati i dati di base utilizzati per il calcolo.

Tipologia impianto	Produttività campo	Fattori di emissione ^{a)}	Emissioni fuggitive di CH₄ per il campo Ombrina Mare (tonn/anno)^{b)}
Produzione olio off-shore	7500 bbl/g	$9,386 \cdot 10^{-5}$ tonn _{CH₄} /bbl prodotto	324,4
Produzione gas off-shore	85000 Sm ³ /g	$3,673 \cdot 10^{-1}$ tonn _{CH₄} /m ³ prodotto	14,4
Totale			338,8

a) E' considerato un gas naturale con un contenuto del 78.8 % molare di CH₄.

b) La stima del quantitativo di emissioni fuggitive è stata effettuata adeguando il fattore di emissione di riferimento al reale contenuto di metano nel gas estratto pari a circa 99,5%.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	72 / 80

5.4 Quadro riassuntivo delle emissioni

Punto di emissione	Provenienza	Portata (Kg/h)	Durata emissione (h/giorno)	Frequenza complessiva emissioni (h/anno)	Temp. (°C)	Tipo di sostanza inquinante	Concentrazione dell'inquinante in emissione	Altezza punto di emissione s.l.m. (m)	Diametro sezione (mm)	Tipo impianto di abbattimento	
P1	Candela alta pressione Piattaforma OBMA (da apparecchiature in manutenzione)	5950	1	6	900	CO- NO _x	Vedi tab. par.5.2.1 Emissione P1	43,5	150 (tip DN 6")	nessuno	
P2	Braccio di spurgo operativo Piattaforma OBMA (Spurgo pozzi)	67350	6	36 (saltuario)	900	CO- NO _x	Vedi tab. par.5.2.1 Emissione P2	16,5	80 (tip DN 3")	nessuno	
S1/S2	Fumi da generatore Motori a gas FPSO	7198	24	8.760	448	SO _x - VOC-CO- NO _x	Vedi tab. par.5.2.2 Emissioni S1/S2	30,5	360	nessuno	
S3	Caldia Hot Oil FPSO	2540	24	8760	240	SO _x - VOC-CO- NO _x	Vedi tab. par.5.2.2 Emissioni S3	32	400	nessuno	
S4	Termodistruttore FPSO	550	24	8760	900	SO _x -H2S- VOC-CO- NO _x	Vedi tab. par.5.2.2 Emissioni S4	41	1000	nessuno	
S5	Torcia LP FPSO-bruciatori	165	24	8760	900	SO _x - VOC-CO- NO _x	Vedi tab. par.5.2.2 Emissione S5	32	100 (DN 4")	nessuno	
S6	Torcia HP FPSO-bruciatori	270	24	8760	900	SO _x - VOC-CO- NO _x	Vedi par.5.2.2 Emissione S6	32	150 (DN 6")	nessuno	
EP1	Generatore elettrico diesel di emergenza Piattaforma OBMA	EMERGENZA (prove funzionamento circa 26 ore/anno)						Vedi tab. par.5.2.3 Emissione EP1	23	150 (tip DN 6")	nessuno
EP2	Fumi torcia HP per depressurizzazione di emergenza Piattaforma OBMA	EMERGENZA						Vedi tab. par.5.2.3 Emissione EP1	23	150 (tip DN 6")	nessuno
ES1	Generatore elettrico diesel di emergenza FPSO	EMERGENZA (prove funzionamento circa 26 ore/anno)						Vedi tab. par.5.2.3 Emissione ES1	30	150 (tip DN 6")	nessuno
ES2	Fumi torcia HP per depressurizzazione di emergenza FPSO	EMERGENZA						Vedi tab. par.5.2.3 Emissione ES2	32	150 (tip DN 6")	nessuno
ES3	Fumi torcia HP per depressurizzazione di emergenza Piattaforma OBMA	EMERGENZA						Vedi tab. par.5.2.3 Emissione ES3	32	100 (DN 4")	nessuno

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 73 / 80
		00	

5.5 Sommatoria delle emissioni riferite ad un anno

I tempi di emissione in base ai quali sono calcolate le sommatorie sono i seguenti:

Emissione P1: manutenzione apparecchiature - piattaforma	5 ore/anno
Emissione P2: spurgo pozzi - piattaforma	6 ore/anno (saltuario)
Emissione S1/S2: motogeneratori a gas - FPSO	8760 ore/anno
Emissione S3: caldaia a gas hot oil - FPSO	8760 ore/anno
Emissione S4: termodistruttore - FPSO	8760 ore/anno
Emissione S5: bruciatori torcia acida LP - FPSO	8760 ore/anno
Emissione S6: bruciatori torcia acida HP - FPSO	8760 ore/anno

Sommatoria inquinanti in riferimento al D. Lgs. 152/06 Allegato I alla Parte V - Parte II .

Sommatoria idrocarburi pesanti come butano e tracce di superiori, contenuti nel gas di giacimento:

Emissione S1:	$376 \times 10^{-6} \times 5453 \times 8760 =$	17961 kg/anno
Emissione S2:	$376 \times 10^{-6} \times 5453 \times 8760 =$	17961 kg/anno
Emissione S3:	$10 \times 10^{-6} \times 2540 \times 8760 =$	222,5 kg/anno
Emissione S4:	$100 \times 10^{-6} \times 417 \times 8760 =$	365,3 kg/anno
Emissione S5:	$7 \times 10^{-6} \times 135 \times 8760 =$	8,3 kg/anno
Emissione S6:	$7 \times 10^{-6} \times 217 \times 8760 =$	13,3 kg/anno
TOTALE		36531,4 kg/anno

Monossido di carbonio (CO)

Emissione S1:	$650 \times 10^{-6} \times 5453 \times 8760 =$	31050 kg/anno
Emissione S2:	$650 \times 10^{-6} \times 5453 \times 8760 =$	31050 kg/anno
Emissione S3:	$100 \times 10^{-6} \times 2540 \times 8760 =$	2225 kg/anno
Emissione S4:	$10 \times 10^{-6} \times 417 \times 8760 =$	36,5 kg/anno
Emissione S5:	$70 \times 10^{-6} \times 135 \times 8760 =$	82,8 kg/anno
Emissione S6:	$70 \times 10^{-6} \times 217 \times 8760 =$	133,1 kg/anno
TOTALE FPSO		64577,4 kg/anno

Emissione P1:	$70 \times 10^{-6} \times 5035 \times 5 =$	1,8 kg/anno
Emissione P2:	$70 \times 10^{-6} \times 53950 \times 6 =$	22,7 kg/anno

TOTALE OBM-A		24,5 kg/anno
---------------------	--	---------------------

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 74 / 80
		00	

Ossidi di azoto (NO_x)

Emissione S1:	$250 \times 10^{-6} \times 5453 \times 8760 =$	11942 kg/anno
Emissione S2:	$250 \times 10^{-6} \times 5453 \times 8760 =$	11942 kg/anno
Emissione S3:	$350 \times 10^{-6} \times 2540 \times 8760 =$	7787,7 kg/anno
Emissione S4:	$250 \times 10^{-6} \times 417 \times 8760 =$	913,2 kg/anno
Emissione S5:	$820 \times 10^{-6} \times 135 \times 8760 =$	969,7 kg/anno
Emissione S6:	$820 \times 10^{-6} \times 217 \times 8760 =$	1558,7 kg/anno

TOTALE FPSO		35113,3 kg/anno
-------------	--	-----------------

Emissione P1:	$820 \times 10^{-6} \times 5035 \times 5 =$	20,6 kg/anno
Emissione P2:	$820 \times 10^{-6} \times 53950 \times 6 =$	265,5 kg/anno

TOTALE OBM-A		286,1 kg/anno
--------------	--	---------------

Ossidi di zolfo (SO_x)

Emissione S1:	$10 \times 10^{-6} \times 5453 \times 8760 =$	477,7 kg/anno
Emissione S2:	$10 \times 10^{-6} \times 5453 \times 8760 =$	477,7 kg/anno
Emissione S3:	$800 \times 10^{-6} \times 2540 \times 8760 =$	17800 kg/anno
Emissione S4:	$44 \times 10^{-6} \times 417 \times 8760 =$	160,7 kg/anno
Emissione S5:	$3,9 \times 10^{-6} \times 135 \times 8760 =$	4,6 kg/anno
Emissione S6:	$3,9 \times 10^{-6} \times 217 \times 8760 =$	7,4kg/anno

TOTALE FPSO		18928,1 kg/anno
-------------	--	-----------------

Acido solfidrico (H₂S)

Emissione S4:	$1,5 \times 10^{-6} \times 417 \times 8760 =$	5,5 kg/anno
---------------	---	-------------

Polveri

Emissione S4:	$10 \times 10^{-6} \times 417 \times 8760 =$	36,5 kg/anno
---------------	--	--------------

5.6 Fattori di emissione

Sulla base di 31.025.000 Sm³/anno di gas pliocenico di cui si stima l'estrazione e il trattamento su OBM-A, si hanno i seguenti fattori di emissione:

$$\text{Monossido di carbonio CO: } \frac{24,5}{31.025.000} = 7,9 \times 10^{-7} \text{ kg/Nm}^3$$

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 75 / 80
		00	

$$\text{Ossidi di azoto NO}_x: \frac{286,1}{31.025.000} = 9,22 \times 10^{-6} \text{ kg/Nm}^3$$

Sulla base di 2.737.500 bbl/anno di olio di cui si stima l'estrazione su OBM-A e il trattamento sull'FPSO, si hanno i seguenti fattori di emissione:

$$\text{Monossido di carbonio CO: } \frac{64577,4}{2.737.500} = 2,4 \times 10^{-2} \text{ kg/bbl}$$

$$\text{Ossidi di azoto NO}_x: \frac{35113,3}{2.737.500} = 1,3 \times 10^{-2} \text{ kg/bbl}$$

$$\text{Ossidi di zolfo SO}_x: \frac{18928,1}{2.737.500} = 6,9 \times 10^{-3} \text{ kg/bbl}$$

$$\text{H}_2\text{S: } \frac{5,5}{2.737.500} = 2 \times 10^{-6} \text{ kg/bbl}$$

$$\text{Polveri: } \frac{36,5}{2.737.500} = 1,33 \times 10^{-5} \text{ kg/bbl}$$

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 76 / 80
		00	

5.7 Note finali

Le emissioni della piattaforma rientrano nei limiti ammessi dal D. Lgs. 152/06, come meglio precisato al presente capitolo 5.

Segnaliamo che per la piattaforma è applicata la “migliore tecnologia disponibile” per la minimizzazione all’origine delle emissioni in atmosfera, secondo i seguenti criteri:

- Uso generalizzato del gas naturale quale gas a minore impatto ambientale.
- Ottimizzazione dei cicli produttivi.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento	Indice di revisione	Numero di fogli
	412F80-PR-SP-001	00	77 / 80

6. CARATTERISTICHE E QUALITA' DEI COMBUSTIBILI IMPIEGATI

6.1 Gas Naturale

Il gas utilizzato come combustibile è quello associato all'olio e addolcito (il contenuto di H₂S è inferiore a 20 ppmv).

Una stima delle quantità annue di gas impiegate come combustibile nelle varie apparecchiature viene fornita nella seguente tabella.

Gas utilizzato come combustibile

ID Emissione	Apparecchiatura	Consumi gas	Durata funzionamento (h/anno)	Quantità totale annua Combustibile
S1	Motogeneratori a gas	236 Nm ³ /h	8760	2.067.360 Nm ³
S2	Motogeneratori a gas	236 Nm ³ /h	8760	2.067.360 Nm ³
S3	Caldaia a gas per hot oil	180 Nm ³ /h	8760	1.576.800 Nm ³
S4*	Bruciatori termodistruttore	6 Nm ³ /h	8760	52.560 Nm ³
S5*	Bruciatori torcia acida LP	9 Nm ³ /h	8760	78.840 Nm ³
S5*	Bruciatori torcia acida HP	15 Nm ³ /h	8760	131.400 Nm ³
Totale consumi annui di gas naturale				5.974.320 Nm³

* Si considera esclusivamente il gas inteso come combustibile; non viene pertanto considerato il gas di spurgo bruciato.

 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 78 / 80
		00	

6.2 Gasolio

Il gasolio utilizzato per alimentare il generatore elettrico diesel presente sulla piattaforma è a basso tenore di zolfo.

In particolare le sue caratteristiche merceologiche sono conformi a quanto previsto dal D. Lgs. 152/06 Allegato X alla Parte V - Parte II - Sezione 1.

Le caratteristiche merceologiche del gasolio utilizzato sono riportate nella tabella seguente.

Composizione merceologica del gasolio utilizzato come combustibile.

Parametro	U. M.	Caratteristiche gasolio ai sensi del D.Lgs. 152/06 Allegato X alla Parte V - Parte II - Sezione 1		Caratteristiche merceologiche del gasolio utilizzato
		Valore	Metodo di analisi	Valore
Viscosità a 40°C	mm ² /s	Da 2 a 7,4	EN ISO 3104	<7
Acqua e sedimenti	% (V/V)	≤ 0,05	UNI 20058	<0,02
Nikel + vanadio	mg/Kg	≤ 15	UNI E 09.10.024.0 EN 13131	<15
PCB/PCT	mg/Kg	Inferiore al limite di rilevabilità	DIN 51527 EN 12766	Inferiore al limite di rilevabilità
Zolfo	% (m/m)	≤ 0,10	UNI EN ISO 8754 UNI EN ISO 14596	10 mg/kg

Una stima delle quantità di gasolio impiegate come combustibile viene fornita nella seguente tabella:

Gasolio utilizzato come combustibile

ID Emissione	Apparecchiatura	Consumi gasolio (Kg/h)	Durata funzionamento (h/anno)	Quantità totale annua Combustibile (Kg)
EP1	Motore diesel di emergenza OBM-A	18,4	150 (stima)	2760
ES1	Motore diesel di emergenza FPSO	46	150 (stima)	6900
Totale consumi annui di gasolio				9660

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc.</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 79 / 80
		00	

7. RIFERIMENTI

- ”Linee Guida Generali” emanate con D.M. 31/01/2005
- “Linee Guida in materia di sistemi di monitoraggio” emanate con D.M. 31/01/2005
- ”Linee Guida per Raffinerie di Petrolio e di Gas” emanate con D.M. 29/01/2007
- “Linee guida per impianti di combustione” emanate con D.M. 01/10/2008
- European IPPC Bureau (EIPPCB), BRefs (BAT reference documents) applicabili:
 - BRef “Emissions form storage”
 - BRef “Mineral oil and gas refineries”
 - BRef “General principles of monitoring”
 - BRef “Economics and cross-media effects”.
- API RP 2G “Production facilities on offshore structures”
- API RP 14C “Recommended practice for analysis, design, installation and testing of basic surface safety system for offshore production platform”
- API RP 520 “Design and installation of pressure relieving systems in Refineries, Part. I e II”
- API RP 521 “Guide for pressure relieving and depressuring systems”

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc. Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento 412F80-PR-SP-001	Indice di revisione	Numero di fogli 80 / 80
		00	

8. ALLEGATI

- Allegato 1: Definizioni
- Allegato 2: Schemi di processo a blocchi semplificati con indicazione dei punti di emissione in atmosfera (fogli 2)
- Allegato 3: Layout FPSO con indicazione dei punti di emissione
- Allegato 4: Layout OBM-A con indicazione dei punti di emissione (fogli 3)
- Allegato 5: Descrizione del campo Ombrina Mare
- Allegato 6: Progetto Ombrina Mare – Analisi degli effetti sulla qualità dell’aria delle emissioni in atmosfera