


**Medoilgas Italia S.p.A.**  
**Progetto Ombrina Mare**  
**Offshore Adriatico**

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


**SINTESI NON TECNICA**

00	04/14	Emesso per Enti	BE	MOG	MOG
N° revisione	Data	Descrizione	Preparato	Controllato	Approvato
 Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc			Nome Progetto  Progetto Ombrina Mare	Logo contrattista: 	


 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli 2 / 30
		00	

## INDICE

<b>1. INSEDIAMENTO PRODUTTIVO .....</b>	<b>4</b>
<b>2. UBICAZIONE ED ORIENTAMENTO DEL CAMPO.....</b>	<b>5</b>
<b>3. REGIME VINCOLISTICO ED AREE PROTETTE.....</b>	<b>7</b>
<b>4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO. ....</b>	<b>8</b>
4.1 CARATTERISTICHE PRINCIPALI DELLA PIATTAFORMA .....	10
4.2 CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL SERBATOIO FPSO .....	10
4.3 FASE 1: PRODUZIONE OLIO .....	11
<b>UNITÀ SEPARAZIONE OLIO (AT1) .....</b>	<b>11</b>
<b>STOCCAGGIO, MISURA FISCALE E SPEDIZIONE OLIO (AT2) .....</b>	<b>12</b>
<b>ADDOLCIMENTO GAS (AT3) .....</b>	<b>12</b>
<b>RECUPERO ZOLFO E STOCCAGGIO (AT4).....</b>	<b>12</b>
<b>TRATTAMENTO GAS ADDOLCITO (AT5).....</b>	<b>12</b>
<b>SISTEMA GLICOLE (AT6) .....</b>	<b>12</b>
<b>UNITÀ HOT OIL (AT7).....</b>	<b>12</b>
<b>GENERAZIONE ELETTRICA PRINCIPALE (AT8).....</b>	<b>13</b>
<b>GENERAZIONE ELETTRICA DI EMERGENZA (AT9) .....</b>	<b>13</b>
<b>SISTEMA GASOLIO COMBUSTIBILE (AT10) .....</b>	<b>13</b>
<b>SISTEMA ARIA COMPRESSA (AT11) .....</b>	<b>13</b>
<b>UNITÀ DRENAGGI APERTI (AT12).....</b>	<b>13</b>
<b>UNITÀ DRENAGGI CHIUSI (AT13).....</b>	<b>13</b>
<b>SISTEMA DI RACCOLTA ACQUA DI PROCESSO (AT14) .....</b>	<b>13</b>
<b>SKID INIEZIONE CHEMICALS (AT15) .....</b>	<b>13</b>
<b>SCARICHI GAS – TERMODISTRUTTORE - FIACCOLE (AT16).....</b>	<b>14</b>
<b>GRU SU FPSO (AT17) .....</b>	<b>14</b>
<b>SISTEMA HVAC (AT18) .....</b>	<b>14</b>
4.4 FASE 2: PRODUZIONE GAS .....	15
<b>DISIDRATAZIONE GAS (AT19).....</b>	<b>15</b>
<b>SKID INIEZIONE CHEMICALS (AT20) .....</b>	<b>15</b>
<b>FIACCOLA E SCARICHI GAS (AT21).....</b>	<b>15</b>
<b>SPURGO POZZI (AT22) .....</b>	<b>15</b>
<b>UNITÀ GASOLIO COMBUSTIBILE (AT23) .....</b>	<b>15</b>
<b>SISTEMA POTENZA IDRAULICA (AT24) .....</b>	<b>16</b>
<b>SISTEMA ARIA STRUMENTI (AT25) .....</b>	<b>16</b>
<b>GENERAZIONE ELETTRICA DI EMERGENZA (AT26) .....</b>	<b>16</b>

 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>3 / 30</b>
		<b>00</b>	

<b>SISTEMA DRENAGGI APERTI (AT27).....</b>	<b>16</b>
<b>SISTEMA DRENAGGI CHIUSI (AT28).....</b>	<b>16</b>
<b>RACCOLTA ACQUA DI PROCESSO (AT29).....</b>	<b>16</b>
<b>GRU DI PIATTAFORMA (AT30) .....</b>	<b>16</b>
4.5 SISTEMI DI SICUREZZA E DI EMERGENZA DEL “CAMPO OMBRINA” .....	16
4.6 UNITÀ 730 – SISTEMA ANTINCENDIO.....	17
4.7 UNITÀ 900 – SISTEMA ELETTRICO DI SICUREZZA .....	17
4.8 EVACUAZIONE.....	17
4.9 UNITÀ 720 – SISTEMA DI AIUTO ALLA NAVIGAZIONE.....	17
4.10 ANALISI DEI RISCHI .....	18
<b>5. MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI .....</b>	<b>18</b>
<b>6. STIMA DELLE MATERIE IN INGRESSO ED USCITA .....</b>	<b>20</b>
6.1 MATERIE PRIME IN INGRESSO .....	20
6.2 MATERIE IN USCITA. ....	21
<b>7. BILANCIO ENERGETICO .....</b>	<b>22</b>
<b>8. RICADUTE AMBIENTALI .....</b>	<b>23</b>
8.1 SCARICHI IN MARE.....	23
8.2 EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	24
8.3 RUMORE.....	27
<b>9. MONITORAGGI .....</b>	<b>29</b>

 <p><b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – Sintesi non tecnica</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p><b>4 / 30</b></p>
		<b>00</b>	

## 1. INSEDIAMENTO PRODUTTIVO

Il campo Ombrina Mare è situato nel Mar Adriatico centrale, davanti alle coste abruzzesi.

Gli idrocarburi verranno estratti da due giacimenti distinti, rispettivamente:

- Il gas verrà estratto da livelli pliocenici meno profondi;
- L'olio verrà estratto da livelli calcarei sottostanti il giacimento pliocenico.

Il processo di produzione e trattamento degli idrocarburi estratti dal campo si svolgerà 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. L'erogazione degli idrocarburi avverrà da 6<sup>(1)</sup> pozzi.

Il gas e l'olio verranno trattati separatamente, in due circuiti differenti con apparecchiature di processo posizionate:

- su OBM-A, per il gas pliocenico,
- sul FPSO, per l'olio.

Il trattamento del gas pliocenico avverrà quindi 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 invece transiterà dai pozzi alla piattaforma e verrà trasferito in fase mista (olio/gas associato) al serbatoio galleggiante FPSO per essere trattato e stoccato, quindi successivamente trasportato con un tanker a recapito finale per la commercializzazione (raffinazione). Sul FPSO non avverrà nessun processo di raffinazione dell'olio greggio, ma solo la sua stabilizzazione per lo stoccaggio ed il trasporto.

Sul FPSO verranno posizionate le unità di servizio necessarie per il funzionamento degli impianti dell'intero campo, quali generazione elettrica, generazione termica, rigenerazione glicole, generazione aria strumenti, stoccaggio materie prime e chemicals, ecc. Da qui una serie di reti di distribuzione permetterà di distribuire i servizi alle singole utenze.

La filosofia progettuale di gestire in maniera centralizzata i servizi, ubicando le unità a bordo del FPSO, permette di:

- gestire in maniera razionale la distribuzione di energia e di tutti i servizi alle utenze del campo,
- ottimizzare i rendimenti energetici e quindi ridurre i consumi di combustibili,
- avere pochi punti di emissione e poter esercitare sugli stessi un migliore controllo,
- esercitare un controllo più efficace e meno rischioso nella gestione delle materie prime e dei prodotti, concentrando la loro presenza in un unico luogo, il più lontano possibile dalla costa, e riducendone i trasporti.


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

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. 5 maggio 2005.

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).

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

 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>5 / 30</b>
		<b>00</b>	

In data 09/07/2013 il MATTM ha richiesto al proponente di espletare anche la procedura di Autorizzazione Integrata Ambientale, con riferimento l'Allegato VIII della Parte Seconda del D.Lgs. 152/06, come modificato dal Decreto Legge 09 febbraio 2012, n. 5 "Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo" (art. 24), convertito dalla Legge 04 aprile 2012, n. 35. L'Allegato VIII, modificato con Dlgs 4 marzo 2014, n. 46, attualmente riporta, nell'elenco delle categorie industriali oggetto di autorizzazione integrata ambientale: "1.4-bis attività svolte su terminali di rigassificazione e altre installazioni localizzate in mare su piattaforme off-shore, esclusi quelli che non effettuino alcuno scarico (ai sensi del Capo II del Titolo IV alla Parte terza) e le cui emissioni in atmosfera siano esclusivamente riferibili ad impianti ed attività scarsamente rilevanti di cui alla Parte I dell'allegato IV alla Parte quinta".

## 2. UBICAZIONE ED ORIENTAMENTO DEL CAMPO

La piattaforma OBM-A 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.

La boa di ormeggio, rispetto alla quale potrà ruotare la FPSO, sarà posizionata 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 mappare con esattezza le caratteristiche del fondale e delle correnti.

Nella scelta dell'orientamento delle strutture 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.

Pertanto l'orientamento della piattaforma o del FPSO ed il posizionamento di particolari apparecchiature sono stati effettuati 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/m<sup>2</sup>, durante la depressurizzazione manuale delle apparecchiature alle

 <p><b>Medoilgas</b> Italia S.p.A.</p> <p><small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – Sintesi non tecnica</p>	<p>Indice di revisione</p>	<p>Numero di fogli</p> <p><b>6 / 30</b></p>
		<p><b>00</b></p>	

torce verticali e per l'accensione del flusso di gas scaricato in condizioni di emergenza dalle torce di alta e bassa pressione (piena portata PSV, depressurizzazione impianto);

- assicurare un livello di irraggiamento su ogni piano della piattaforma non superiore a  $1,5 \text{ kW/m}^2$ , durante la combustione del flusso di gas scaricato dal braccio orizzontale, posizionato in condizioni di vento favorevole, durante l'operazione di spurgo pozzi;
- fornire un'adeguata rotta di avvicinamento per i vessel di supporto.

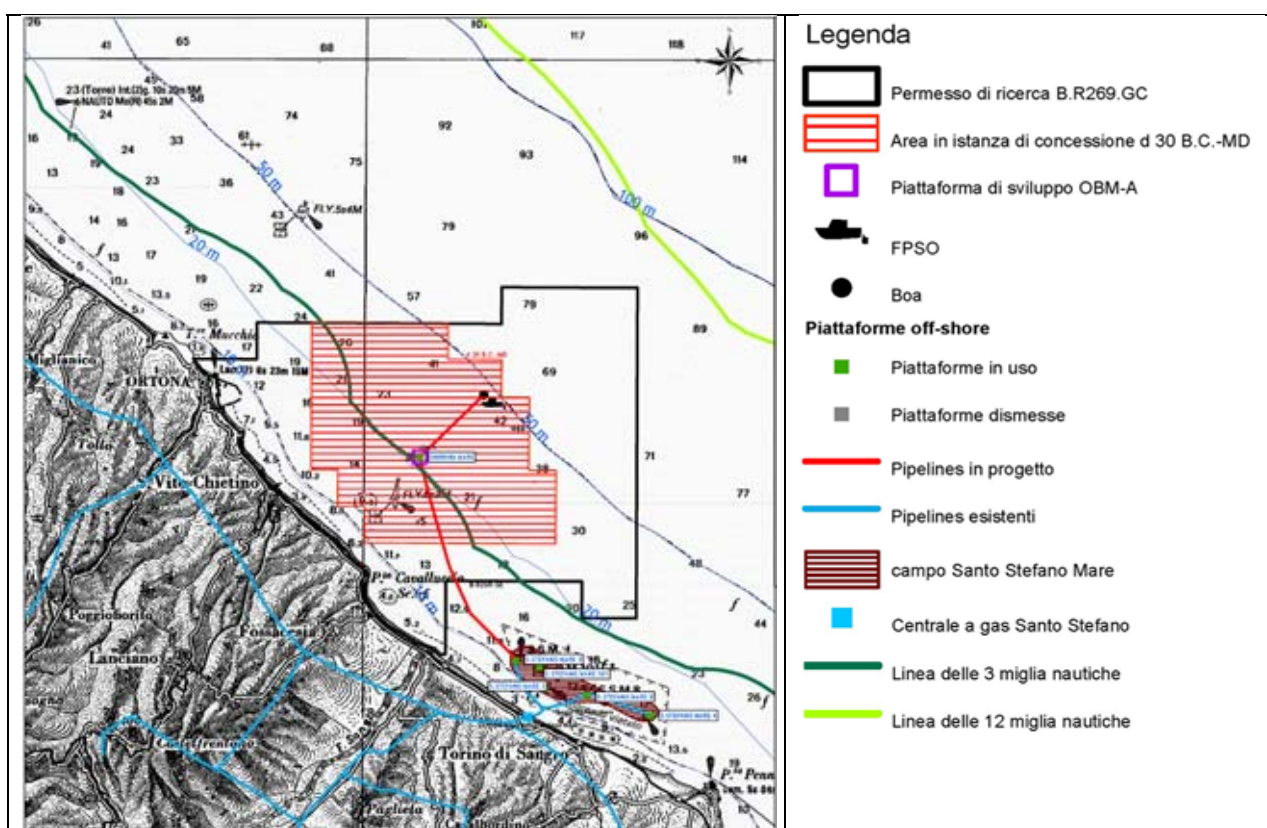



Figura 1 – Area dell'intervento e schema delle infrastrutture del Campo Ombrina Mare.

	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli 7 / 30
		00	

### 3. REGIME VINCOLISTICO ED AREE PROTETTE.

L'area interessata dal Progetto ricade all'interno della "piattaforma continentale" italiana ai sensi della Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS – United Nations Convention on the Law of the Sea) firmata a Montego Bay il 10 Dicembre 1982 e ratificata dall'Italia con Legge 2 Dicembre 1994, No. 689 (in vigore dal 20 Dicembre 1994). Gli impianti in progetto rientrano nella area di "Mare Territoriale", i cui limiti (art. 4) sono misurati a partire dalle linee di Base (determinate in conformità con gli Articoli 5 e 7) e si estendono in larghezza (art. 3) fino ad un limite non superiore alle 12 miglia nautiche. Lo stato costiero ha diritti sovrani nel mare territoriale, nello spazio aereo sovrastante e nel relativo fondo marino e al suo sottosuolo (Art. 2).

Le attività di sviluppo del giacimento minerario saranno in linea con il quadro normativo definito dalla Convenzione di Barcellona e dai protocolli in vigore. In particolare, per quanto riguarda il protocollo sulle "Aree Specialmente Protette e la Biodiversità in Mediterraneo" (Protocollo SPA), che prevede l'istituzione di Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM), si segnala che l'Area Specialmente Protetta di Importanza Mediterranea più vicina al sito del progetto è "Torre Guaceto" ubicata lungo la costa pugliese a circa 340 km di distanza; tale area è classificata anche come area marina protetta istituita.

Tutte le operazioni legate alle attività di progetto avverranno in conformità alla MARPOL 73/78 (Convenzione di Londra del 2 Novembre 1973, successivamente modificata ed emendata dal Protocollo del 1978 e ratificata dall'Italia con la Legge 29 Settembre 1980, No. 662) e alla normativa italiana che disciplina la difesa e la tutela del mare.

Le aree marine protette istituite più prossime al sito interessato dal progetto sono:

- Area marina protetta Torre del Cerrano
- Area marina protetta Isole Tremiti

Le distanze da tali aree risultano essere però decisamente significative, cioè di circa 50 km per Torre del Cerrano e di circa 70 per le Isole Tremiti.

Non si rilevano, tra le aree marine di prossima istituzione e le aree marine di reperimento individuate dal MATTM, aree prossime ai siti interessati dal progetto Ombrina Mare.

I siti della Rete Natura 2000 più prossimi al sito interessato dal progetto sono:

- SIC IT7140106 "Fosso delle Farfalle";
- SIC IT7140107 "Lecceta litoranea di Torino di sangro e foce del Fiume Sangro".


I due siti appartengono entrambi alla regione bio-geografica Continentale.

Lungo la costa sono inoltre presenti alcune Riserve Naturali Regionali.

Tutte le riserve di cui sopra saranno ricomprese nel Parco della Costa teatina. L'iter di perimetrazione del parco (previsto dalla l. 344/1997 ed istituito con l. 23 marzo 2001 n.93, che modifica l'art. 34 della l. 394/1991) non si è ad oggi concluso, pertanto il parco è istituito dalla legge nazionale ma in pratica non è né delimitato, né ha un ente gestore ed un piano.

Nessuna di queste aree protette, istituite o previste, è direttamente interessata dalle attività produttive degli impianti in progetto.



 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>8 / 30</b>
		<b>00</b>	

#### 4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO.

La produzione prevista per il campo “Ombrina Mare” è variabile tra circa 5000 e 7500 bbl/d di olio e circa 85000 Sm<sup>3</sup>/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 <sup>3</sup> /giorno

I pozzi, ubicati in corrispondenza della piattaforma OBM-A, saranno completati in doppio, con una stringa per la produzione dell'olio e una stringa per la produzione del gas.


Sulla piattaforma OBM-A, ciascuna stringa di produzione olio sarà connessa a un sistema di manifold di produzione; analogamente ciascuna stringa di produzione gas sarà connessa ad un manifold di produzione gas dotato di drenaggi, sfiati e di tutti i sistemi di sicurezza necessari.

L'olio sarà spedito all'FPSO per il trattamento necessario alla sua stabilizzazione; il gas verrà trattato sulla piattaforma e spedito al campo Santo Stefano Mare.


In analogia a quanto riportato nelle Schede A, di seguito viene descritto il processo produttivo suddiviso in Fasi Principale (F) e Attività tecnicamente Connesse (AT):

Produzione olio	F1
Produzione gas	F2
Separazione olio	AT1
Stoccaggio, misura fiscale e spedizione olio	AT2
Addolcimento gas	AT3
Recupero zolfo e stoccaggio	AT4
Trattamento gas addolcito	AT5
Sistema Glicole	AT6
Generazione e distribuzione energia termica	AT7



 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>9 / 30</b>
		<b>00</b>	

Generazione energia elettrica principale	AT8
Generazione elettrica di emergenza FPSO	AT9
Stoccaggio gasolio combustibile FPSO	AT10
Generazione aria compressa	AT11
Drenaggi aperti FPSO	AT12
Drenaggi chiusi FPSO	AT13
Raccolta acqua di processo FPSO	AT14
Iniezione chemicals FPSO	AT15
Raccolta scarichi in atmosfera (termodistruttore e fiaccole)	AT16
Gru FPSO	AT17
Condizionamento dei locali chiusi (HVAC)	AT18
Disidratazione gas pliocenico	AT19
Iniezione chemicals Piattaforma OMB-A	AT20
Raccolta scarichi in atmosfera Piattaforma OMB-A (fiaccola)	AT21
Spurgo pozzi	AT22
Stoccaggio gasolio combustibile Piattaforma OMB-A	AT23
Generazione di potenza idraulica piattaforma OMB-A	AT24
Distribuzione aria strumenti	AT25
Generazione elettrica di emergenza piattaforma OMB-A	AT26
Drenaggi aperti piattaforma OMB-A	AT27
Drenaggi chiusi piattaforma OMB-A	AT28
Raccolta acqua di processo piattaforma OMB-A	AT29
Gru piattaforma OMB-A	AT30

	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>10 / 30</b>
		<b>00</b>	

#### 4.1 Caratteristiche principali della piattaforma

La piattaforma OMB-A è composta da una struttura portante (jacket) a quattro gambe collegata al sovrastante deck (2 piani) 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.

Al fine di permettere la coltivazione del giacimento, si prevede l'installazione sulla piattaforma OMB-A delle seguenti unità:

- manifold di produzione olio con pompe di rilancio verso l'FPSO;
- separatori di processo per il gas pliocenico e strumenti di misura tecnica e fiscale;
- sistema di pompaggio bifase di mandata;
- generazione elettrica di emergenza con motore da 0,1 MW, alimentato a gasolio;
- gru per il sollevamento del materiale.

La piattaforma sarà predisposta con apparecchiature di sicurezza per il personale, sistema di aiuto alla navigazione e apparecchiature di sicurezza e salvataggio in numero adeguato e rispondente ai requisiti richiesti dalle vigenti disposizioni legislative.

Per consentire l'operazione manuale di spurgo pozzi (per il 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.

#### 4.2 Caratteristiche principali del serbatoio FPSO

L'unità FPSO sarà composta principalmente da due macro componenti: FPSO ed il sistema di ormeggio.

L'FPSO e la piattaforma OMB-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.

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;
- acqua di formazione da 10000 a 15000 m<sup>3</sup>;
- zolfo puro prodotto dalla desolforazione (circa 540 kg/d per circa un mese).


	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>11 / 30</b>
		<b>00</b>	



Figura 2 - FPSO Firenze – estratto da sito internet SAIPEM [www.saipem.eni.it/flotta/images/FPSOfirenze.jpg](http://www.saipem.eni.it/flotta/images/FPSOfirenze.jpg)

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


- Sistema di generazione elettrica principale composto da motori alternativi alimentati a gas metano per produzione energia elettrica del campo;
- sistema di generazione energia elettrica di emergenza (motogeneratore da 0,25 MW) alimentato a gasolio;
- sistema termodistruttore-fiaccole e scarichi gas avente lo scopo di raccogliere e smaltire gli scarichi gassosi operativi;
- sistema olio diatermico per la fornitura del calore necessario al funzionamento degli impianti di processo a bordo del FPSO;
- sistema aria compressa;
- sistema antincendio;
- sistemi di sicurezza e di controllo;
- modulo alloggi per 15 persone;
- 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);
- equipaggiamenti di tutti gli elementi di segnalazione, di sicurezza e di evacuazione previsti dalla legge;
- sistema di evacuazione olio verso i tankers allibanti.

### **4.3 FASE 1: Produzione olio**

Ciascuna stringa di produzione olio collegata ai pozzi viene connessa a un sistema di manifold di produzione. Il fluido di giacimento estratto transita attraverso serbatoi servizio, viene poi misurato fiscalmente e trasferito in fase mista (olio/gas/acqua di strato), tramite pompe di spedizione, ai sistemi di trattamento olio presenti sull'FPSO. Tale trasferimento avviene con un'unica linea della lunghezza di circa 4/5 km.

#### **Unità Separazione olio (AT1)**

L'olio in arrivo sull'FPSO in fase mista viene trattato: è riscaldato ed inviato in un primo separatore trifase, quindi in un secondo separatore a pressione inferiore, nel desalter e infine in un terzo

 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento  AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli  <b>12 / 30</b>
		<b>00</b>	

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.

Lo scopo dell'unità è di provvedere alla separazione del gas di coda e di ridurre, al minimo possibile in questa fase, la quantità di acqua di strato, la salinità e il contenuto di H<sub>2</sub>S presente nell'olio grezzo da stoccare.

### **Stoccaggio, misura fiscale e spedizione olio (AT2)**

L'olio proveniente dalla sezione di stabilizzazione (AT1), 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).

### **Addolcimento Gas (AT3)**

Obiettivo dell'unità è l'abbattimento del contenuto di H<sub>2</sub>S nella corrente di gas separato dall'olio nell'unità di separazione (AT1).

La fase gassosa liberata dal fluido durante la separazione contiene infatti H<sub>2</sub>S; l'H<sub>2</sub>S viene rimosso con lavaggio in controcorrente con soluzione acquosa di ammina (DEA). La corrente gassosa in uscita dall'assorbitore conterrà meno di 20 ppmv residue di H<sub>2</sub>S e verrà successivamente utilizzata come combustibile (fuel gas) per i motori e la caldaia.

L'ammina in uscita dall'unità di addolcimento, arricchita in H<sub>2</sub>S, viene rigenerata per essere riutilizzata.

### **Recupero Zolfo e stoccaggio (AT4)**

Tutti i gas acidi per contenuto di H<sub>2</sub>S sono inviati direttamente all'Unità di Recupero Zolfo. La rimozione del H<sub>2</sub>S viene eseguita con il processo LOCAT, che converte l'H<sub>2</sub>S in zolfo elementare con una efficienza di rimozione del 99.9%.

Lo zolfo (solido) recuperato viene depositato negli appositi recipienti (Dumpster). Il gas di coda in uscita dall'unità di recupero zolfo (LO-CAT) sarà incenerito nel termodistruttore.

### **Trattamento Gas Addolcito (AT5)**

Il gas addolcito viene sottoposto ad un aumento di pressione e poi inviato alla colonna di disidratazione, dove avviene il processo di disidratazione del gas per contatto con il glicole.

Il glicole ricco di acqua in uscita viene inviato al sistema di rigenerazione.


Il gas così disidratato viene inviato all'unità Fuel Gas, che ha lo scopo di accumulare e distribuire il gas combustibile necessario alle seguenti utenze: piloti delle torce calde di emergenza, termodistruttore, caldaia per il riscaldamento dell'olio diatermico, motogeneratori per generazione principale energia elettrica.

### **Sistema Glicole (AT6)**

Il glicole dietilenico (DEG) utilizzato nell'unità di disidratazione gas è un anticongelante stabile. Sulla FPSO è presente un sistema che permette di stoccare il glicole vergine e quello rigenerato e di rigenerare il DEG umido proveniente dalla disidratazione (AT5). La rigenerazione avviene tramite distillazione, cioè evaporazione dell'acqua adsorbita.

### **Unità Hot Oil (AT7)**

L'unità ha lo scopo di fornire il calore per il funzionamento delle apparecchiature che necessitano di potenza termica a bordo del FPSO, tramite olio diatermico (210°C circa) distribuito alle utenze secondo le esigenze di processo (sistema glicole, separazione olio, ecc.).

 <p><b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – Sintesi non tecnica</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p><b>13 / 30</b></p>
		<b>00</b>	

### **Generazione Elettrica Principale (AT8)**

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 associato all'olio prodotto sull'FPSO. Il funzionamento di due motogeneratori, alternativamente o simultaneamente, garantirà la potenza continua necessaria (circa 1 MW) e la copertura dei picchi (circa 0,5 MW addizionali).

### **Generazione Elettrica di Emergenza (AT9)**

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

### **Sistema Gasolio Combustibile (AT10)**

Il Sistema Gasolio Combustibile ha lo scopo di stoccare ed alimentare il gasolio necessario a soddisfare le richieste del sistema di generazione energia elettrica di emergenza (AT9) e nel sistema antincendio.

### **Sistema Aria Compressa (AT11)**

Il sistema aria strumenti garantisce "aria strumenti" e "aria servizi" a tutti gli utilizzatori presenti sull'FPSO e sulla Piattaforma OBMA (strumentazione di controllo dei parametri di processo).

### **Unità Drenaggi Aperti (AT12)**

L'Unità 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.

### **Unità Drenaggi Chiusi (AT13)**

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), attività saltuarie e programmate. Tali drenaggi saranno convogliati in un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina per opportuno smaltimento a terra.

### **Sistema di Raccolta Acqua di Processo (AT14)**


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.

### **Skid Iniezione Chemicals (AT15)**

L'unità è composta dai package di iniezione additivi chimici, quali: disemulsionanti, antifoam, Wax Inhibitor, anticorrosivi.

Lo scopo dell'unità è di minimizzare l'effetto degli agenti corrosivi (CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O) sul materiale, garantire una maggiore efficienza di separazione dell'acqua e l'olio, prevenire la formazione di schiuma, evitare la formazione di cere.

 <p><b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – Sintesi non tecnica</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p><b>14 / 30</b></p>
		<b>00</b>	

### **Scarichi gas – Termodistruttore - Fiaccole (AT16)**

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 operativi a bassa pressione. Il termodistruttore tratterà gli scarichi provenienti da:
  - Serbatoi di stoccaggio polmonati (serbatoio glicole, serbatoio ammina, ecc)
  - Tenute di compressori del gas.
  - Sistemi aperti all'atmosfera (Drenaggi)

### **Gru su FPSO (AT17)**

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

### **Sistema HVAC (AT18)**

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

	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>15 / 30</b>
		<b>00</b>	

#### **4.4 FASE 2: 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, dove il gas verrà separato da eventuale acqua;
- misura tecnica per ciascuna stringa, e raccolta di tutto il gas in unico manifold.

Il gas verrà quindi sottoposto a disidratazione con glicole dietilenico (DEG) ed inviato, previa misura fiscale, all'esistente piattaforma Santo Stefano Mare 9 mediante una sealine della lunghezza di circa 12 km e, da qui, all'esistente centrale di Santo Stefano Mare.

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).

L'acqua di strato separata dal gas pliocenico, se presente, potrà essere inviata alla centrale di Santo Stefano Mare per 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.

##### **Disidratazione Gas (AT19)**

L'unità di disidratazione ubicata sulla piattaforma OBM-A ha lo scopo di disidratare il gas proveniente dai separatori di testa pozzo, eliminando l'acqua di saturazione per esportare il gas in accordo alle specifiche di consegna. La disidratazione avviene per contatto tra la corrente gassosa da trattare e la corrente di glicole, capace di assorbire l'acqua. Il glicole in uscita, ricco di acqua, viene inviato al sistema di rigenerazione glicole posizionato sull'FPSO.

##### **Skid Iniezione Chemicals (AT20)**

L'unità è composta dai package di iniezione additivi chimici, quali: disemulsionanti, antifoam, Wax Inhibitor, anticorrosivi.

Lo scopo dell'unità è di minimizzare l'effetto degli agenti corrosivi (CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O) sul materiale, garantire una maggiore efficienza di separazione dell'acqua e l'olio, prevenire la formazione di schiuma, evitare la formazione di cere.

##### **Fiaccola e scarichi gas (AT21)**

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.


##### **Spurgo pozzi (AT22)**

Il braccio di spurgo, installato orizzontalmente sul main deck della piattaforma OMB-A consente di bruciare i gas rilasciati durante le operazioni di spurgo delle singole stringhe di produzione (durante start-up o a seguito di workover).

##### **Unità Gasolio Combustibile (AT23)**

Il Sistema Gasolio Combustibile ha lo scopo di stoccare ed alimentare il gasolio necessario al sistema di generazione energia elettrica di emergenza e antincendio.



 <p><b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – Sintesi non tecnica</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p><b>16 / 30</b></p>
		<b>00</b>	

#### **Sistema Potenza idraulica (AT24)**

Il sistema garantisce la necessaria pressione dell'olio idraulico nei circuiti per l'attuazione delle valvole di fondo pozzo (SSSV) installate su ciascuna stringa di produzione, al fine di garantire la sicurezza dei pozzi stessi.

#### **Sistema Aria strumenti (AT25)**

Il sistema aria strumenti garantisce “aria strumenti” e “aria servizi” a tutti gli utilizzatori di piattaforma (strumentazione di controllo del processo).

#### **Generazione Elettrica di Emergenza (AT26)**

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

#### **Sistema Drenaggi Aperti (AT27)**

Il sistema 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). Tali drenaggi saranno convogliati in un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina per opportuno smaltimento a terra.

#### **Sistema Drenaggi Chiusi (AT28)**

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), attività saltuarie e programmate. Tali drenaggi saranno convogliati in un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina per opportuno smaltimento a terra.

#### **Raccolta Acqua di Processo (AT29)**

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 inviata 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.

#### **Gru di piattaforma (AT30)**


Sul main deck della piattaforma sarà installata una gru elettro-idraulica di movimentazione, azionata dallo stesso motore diesel di emergenza.

### **4.5 Sistemi di sicurezza e di emergenza del “Campo Ombrina”**

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

La progettazione dei sistemi di protezione e sicurezza è in accordo alla API RP 55, standard di riferimento per gli impianti con presenza di H<sub>2</sub>S.

Il **controllo e la protezione** della piattaforma e dell'FPSO sono affidati ad un sistema a più livelli indipendenti che hanno logiche diverse ed indipendenti ed alimentazione autonoma. Tali sistemi

 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento  AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli  <b>17 / 30</b>
		<b>00</b>	

mantengono il controllo continuo sui parametri di funzionamento degli impianti ed intervengono con blocchi ed allarmi in caso di anomalie.

Il **sistema ESD/F&G** ha lo scopo di preservare l'integrità dei sistemi e minimizzare l'entità di rilascio di idrocarburi in caso di eventi incidentali. Tale sistema è funzionalmente indipendente dal sistema di controllo.

Il **sistema ESD** di piattaforma e dell'FPSO consiste in un insieme di loop e dispositivi di sicurezza organizzati secondo diversi livelli gerarchici:

- **ASD** – Allarme di abbandono piattaforma (Abandon platform Shut Down) – attivato solo da pulsanti manuali installati localmente in piattaforma o sul FPSO.  
L'attivazione causa la sequenza ESD con la chiusura delle valvole di fondo pozzo.
- **ESD** – Arresto di emergenza (Emergency Shut Down) – attivato in caso di confermata rilevazione presenza incendio o gas. 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; comporta il blocco di produzione della piattaforma.
- **LSD** – Blocco locale (Local Shut Down) – attivato da logica locale con l'obiettivo di mettere un'apparecchiatura in condizioni di sicurezza.

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.

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

#### **4.6 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. 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.

#### **4.7 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 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.

#### **4.8 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.).

#### **4.9 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).

 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>18 / 30</b>
		<b>00</b>	

#### 4.10 Analisi dei rischi

L'impianto non è soggetto a normativa inerente i rischi di incidente rilevante (D. Lgs. 334/99 e s.m.i.); inoltre, l'impianto non è neppure potenzialmente tra quelli capaci di generare significativi rischi per la popolazione.

Nell'Allegato D.11, a cui si rimanda per maggiori particolari, sono stati riportati i criteri di progettazione adottati al fine di prevenire e limitare malfunzionamenti e aspetti incidentali.

I sistemi installati saranno realizzati con criteri di ridondanza tali da assicurare il corretto funzionamento anche in caso di guasti o malfunzionamenti di singole apparecchiature.


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

## 5. MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI


Si riportano di seguito le linee guida nazionali e i BREFs di riferimento per l'attività in progetto.

LG settoriali applicabili	LG orizzontali applicabili
LG MTD impianti di combustione	Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Linee Guida Generali
BReF: Large Combustion Plant	BReF: Energy Efficiency
BReF: Cooling Systems	
LG in materia di sistemi di monitoraggio	
BReF: General Principles of Monitoring	
LG MTD per le Raffinerie di Petrolio e di Gas	
BRef Mineral oil and gas refineries	
BRef Water and Waste Gas Treatment / Management Systems in the Chemical Sector	
BRef Waste Treatment Industries	
BRef Emissions from storage	

Le Migliori Tecnologie Disponibili (MTD) applicate alle varie fasi ed attività di progetto e i relativi documenti di riferimento sono specificate di seguito.

 <p><b>Medoilgas</b> Italia S.p.A.</p> <p><small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – Sintesi non tecnica</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p><b>19 / 30</b></p>
		<b>00</b>	

<b>Fasi rilevanti</b>	<b>Tecniche adottate</b>	<b>LG nazionali – Elenco MTD</b>	<b>Riferimento</b>
Tutte AT7 AT8	Minime emissioni Generatori multipli Esercizio controllato tramite DCS Fuel Gas trattato per ridurre lo zolfo Diesel a basso tenore di zolfo	BReF: Large Combustion Plant	Cap. 7.5.5
Tutte	Presenze di sistemi di rilevazione gas Riduzione emissioni fugitive di COV dai componenti impiantistici	LG MTD Linee Guida per le Raffinerie	Parte E
Tutte	Esercizio controllato tramite DCS Sistema di manutenzione programmata informatizzato	BReF: Energy Efficiency	Cap. 4.2.7 Cap. 4.2.2 Cap. 5.4.1
AT21 AT16	Utilizzo della torcia solo come sistema di sicurezza e minimizzazione della quantità di gas inviato in torcia	LG MTD Linee Guida per le Raffinerie	Parte E
AT13	Invio drenaggi da aree potenzialmente inquinate in drain tank	LG MTD Linee Guida per le Raffinerie	Parte E
AT2 AT4 AT5 AT6 AT10 AT12	Serbatoi realizzati con materiali idonei ai fluidi a cui sono destinati Dotazione di sistemi di sicurezza (allarmi troppo pieno, linee di bypass) Adozione di piani manutentivi Accurato posizionamento dei serbatoi e scelta del layout Polmonazione serbatoi contenenti DEG, DEA, Olio	BRef Emissions from storage	Par 5.1.1
Tutte	Deposito in aree coperte di specifiche sostanze idonea collocazione dei depositi dei materiali/rifiuti con separazione fra rifiuti pericolosi e non	BRef Emissions from storage	Par 5.1.2
Tutte	Monitoraggio ambientale di emissioni in atmosfera, emissioni sonore, produzione rifiuti	LG in materia di sistemi di monitoraggio	
AT13 AT14 AT28	Gestione separata drenaggi da aree potenzialmente inquinante e non Aree di processo coperte e provviste di cordolature di contenimento	BRef Water and Waste Gas Treatment / Management Systems in the Chemical Sector	Cap. 4.3.1

 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo          Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>20 / 30</b>
		<b>00</b>	

## 6. STIMA DELLE MATERIE IN INGRESSO ED USCITA

### 6.1 Materie prime in ingresso

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

Apparecchiatura	Consumi gas	Durata funzionamento (h/anno)	Quantità totale annua Combustibile
Motogeneratori a gas	236 Nm <sup>3</sup> /h	8760	2.067.360 Nm <sup>3</sup>
Motogeneratori a gas	236 Nm <sup>3</sup> /h	8760	2.067.360 Nm <sup>3</sup>
Caldiaia a gas per hot oil	180 Nm <sup>3</sup> /h	8760	1.576.800 Nm <sup>3</sup>
Bruciatori termodistruttore	6 Nm <sup>3</sup> /h	8760	52.560 Nm <sup>3</sup>
Bruciatori torcia acida LP	9 Nm <sup>3</sup> /h	8760	78.840 Nm <sup>3</sup>
Bruciatori torcia acida HP	15 Nm <sup>3</sup> /h	8760	131.400 Nm <sup>3</sup>
<b>Totale consumi annui di gas naturale</b>			<b>5.974.320 Nm<sup>3</sup></b>

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

Il gasolio utilizzato per alimentare i generatori diesel 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.


Una stima delle quantità di gasolio impiegate come combustibile viene fornita di seguito:

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

Si riportano nel seguito anche i consumi stimati delle altre materie prime, dei fluidi e dei chemicals che verranno utilizzati per la coltivazione del campo.

Materie Prime / Chemicals	Unità di Misura	Consumi
Acqua demineralizzata	kg/h	400
Azoto	kg/h	10
Aria strumenti	Nm <sup>3</sup> /h	350
Antischiuma	kg/giorno	0,1
Ammina (DEA)	kg/giorno	1
Glicole (DEG)	kg/giorno	1,2

I circuiti di processo nei quali vengono impiegati i fluidi sopra elencati sono circuiti chiusi, nei quali i materiali vengono utilizzati, rigenerati e quindi rimessi in circuito. Ai fluidi rigenerati

	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli  <b>21 / 30</b>
		<b>00</b>	

poi si aggiungono giornalmente le quantità sopra indicate per integrarne il consumo durante il trattamento.

## 6.2 Materie in uscita.

Di seguito si riportano le quantità di materie in uscita dagli impianti.

<u>Gas naturale</u>	31.025.000 Sm <sup>3</sup> /anno
<u>Olio grezzo</u>	2.737.500 bbl /anno

### Emissioni in atmosfera

<b>Inquinante</b>	<b>Quantità (kg/anno)</b>
Idrocarburi	36531,4
CO	64601,9
NOx	35399,4
SOx	18928,1
H2S	5,5
Polveri	36,5


Emissioni fuggitive di CH<sub>4</sub>: 338,8 ton/anno

Scarichi idrici: nessuno.

### Rifiuti:

- rifiuti biodegradabili di cucine e mense
- imballaggi in materiali misti
- batterie e accumulatori
- stracci, assorbenti, materiali filtranti
- materiali ferrosi
- materiali isolanti
- vetro
- plastica
- rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione
- apparecchi elettrici ed elettronici
- batterie e accumulatori
- rifiuti oleosi; morchie di fondami di serbatoi
- rifiuti contenenti olio
- oli esauriti oli sintetici per circuiti idraulici
- acqua/olio di sentina
- filtri olio
- imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose
- assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose
- materiali isolanti

Allo stato attuale del progetto non sono disponibili dati quantitativi relativi ai rifiuti.

 Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>22 / 30</b>
		<b>00</b>	

## 7. BILANCIO ENERGETICO

L'analisi energetica dell'intero campo è dettagliata nell'allegato D10.

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			
<b>PARZIALE KW</b>	<b>950</b>	<b>350</b>	<b>PARZIALE KCal/h</b>	<b>1.205.000</b>	<b>165.000</b>
<b>PROGRESSIVO KW</b>	<b>950</b>	<b>1300</b>	<b>PROGRESSIVO KCal/h</b>	<b>1.205.000</b>	<b>1.370.000</b>
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	105,36	CONSUMO TERMICO Sm3/h	164,06	22,46

La gran parte dei consumi di energia sono attribuiti ai processi delle fasi 1 e 2, cioè produzione olio e gas ed alle attività strettamente collegate alla produzione di tali fluidi.

In particolare la Fase 1- Produzione di olio, richiede una notevole quantità di energia termica (circa 12.000 MWh in un anno di esercizio) ed elettrica (circa 4.400 MWh all'anno).


La Fase 2 – Produzione gas richiede prevalentemente energia elettrica (circa 4.500 MWh all'anno).

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 produzione globale di energia stimata per l'impianto è pari a:

- 14.401 MWh prodotta in un anno dalla caldaia;
- 2 MWh prodotti in 1 ora di funzionamento dei generatori gas, pari a 11.680 MWH in un anno (funzionamento in continuo di uno dei motori e l'entrata in funzione del secondo motore solo per coprire i picchi dei consumo delle utenze discontinue - 8 ore al giorno);
- 0,35 MWh prodotti in 1 ora di funzionamento dei generatori diesel di emergenza, pari a 9,1 MWH in un anno se si ipotizza il funzionamento dei motori per 26 ore/anno.



 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento  AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli  <b>23 / 30</b>
		<b>00</b>	

Il consumo globale di energia stimato per tutti gli impianti del progetto è il seguente:

- 13.245 MWh in un anno di energia termica;
- 93.44 MWh in un anno di energia termica (utenze continue e discontinue).

La progettazione degli impianti del Progetto Ombrina Mare è stata orientata alla massimizzazione dell'efficienza energetica.

La generazione di energia termica ed elettrica è garantita grazie al recupero dei gas di processo utilizzati come combustibile fuel gas. Tutte le utenze sono alimentate dai due sistemi di generazione principali centralizzati, pertanto il rendimento di impianti di taglia maggiore risulta essere superiore rispetto a quello di piccola taglia.

## 8. RICADUTE AMBIENTALI

### 8.1 Scarichi in mare

Di seguito si riportano le descrizioni dei sistemi di raccolta e smaltimento dei fluidi di processo e dei drenaggi provenienti dalle strutture.

L'acqua di produzione separata dall'olio nei separatori sarà destinata alla reiniezione in giacimento eseguita secondo i disposti dell'art. 104 del D.Lgs 152/2006, mediante un sistema di pompaggio. Secondo le attuali previsioni di produzione, il sistema di reiniezione entrerà in funzione non prima del quarto anno di produzione, quando si prevede l'inizio della produzione di acqua dal giacimento di olio. Non verrà pertanto predisposto, allo stato attuale del progetto, un pozzo iniettore. Si prevede di individuare uno o più pozzi iniettori durante la produzione del campo.

Nel periodo transitorio (0-4 anni) qualora fosse presente dell'acqua di formazione, questa potrà essere accumulata nel serbatoio di stoccaggio ubicato sull'FPSO, e quindi inviata a terra per lo smaltimento mediante bettolina. L'eventuale acqua derivante dagli strati del Pliocene potrà inoltre essere inviata negli impianti esistenti del gruppo "Santo Stefano Mare" tramite condotta di trasporto insieme al gas stesso e trattata e smaltita utilizzando le facilities qui già presenti.


Durante la fase produttiva degli impianti (piattaforma ed 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 saltuarie e programmate (closed drains).

Oltre alla rete di raccolta dei drenaggi chiusi sopra descritta, sia sulla piattaforma, sia sull'FPSO sarà presente una rete dei drenaggi aperti, che raccoglie le acque potenzialmente oleose provenienti da bacini di contenimento serbatoi, dal lavaggio aree cordunate, ecc.

Sia i drenaggi chiusi, sia i drenaggi aperti saranno convogliati in serbatoi di raccolta dedicati, periodicamente svuotati per mezzo di bettolina.

Tutti gli altri scarichi non inquinanti della piattaforma e dell'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 ed inviata periodicamente tramite una pompa portatile ad una bettolina per opportuno smaltimento a terra.

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.

 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>24 / 30</b>
		<b>00</b>	

Per quanto riguarda i reflui civili 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 in un serbatoio che, quando necessario, verrà svuotato tramite bettolina.
- Sull'FPSO, che in fase di produzione si può assumere presidiato da 15 presone, i reflui civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa, etc..) prodotti verranno trattati dall'impianto di trattamento in dotazione alla nave, in conformità a quanto stabilito dalle Leggi 662/80 e 438/82 che recepiscono le disposizioni delle norme internazionali MARPOL. Allo stato attuale del progetto non hanno informazioni sulle caratteristiche della nave che verrà utilizzata.

## 8.2 Emissioni in atmosfera

L'impatto sulla qualità dell'aria delle emissioni in atmosfera degli impianti in progetto è stato stimato mediante il modello di dispersione non stazionario Calpuff, con approccio lagrangiano a puff, realizzato dalla Earth Tech Inc. per conto del California Air Resource Board e dell'US.EPA.

Le simulazioni modellistiche hanno stimato la ricaduta al suolo di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), CO, SO<sub>2</sub>, idrocarburi non metanici (NMHC), H<sub>2</sub>S e polveri totali (PTS).

Lo studio modellistico è stato realizzato utilizzando i dati meteorologici forniti da Arpa Emilia-Romagna per un punto in mare localizzato all'interno del dominio di simulazione. I dati sono riferiti all'anno 2011. I dati descrivono il profilo verticale di temperatura, velocità e direzione del vento.

I dati orari provengono dal dataset Lama (Limited Area Meteorological Analysis), prodotto attraverso le simulazioni del modello meteorologico COSMO e le osservazioni della rete meteorologica internazionale (dati GTS). Il dominio di calcolo ha una dimensione di 14 km in direzione est-ovest e 14 km in direzione nord-sud.

Di seguito vengono riportati i dati relativi alle singole sorgenti di emissioni in atmosfera inserite nel modello.


### Piattaforma Ombrina Mare:

- 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
- Durata dell'emissione prevista: 60' circa per 1 volta all'anno per ciascun pozzo (6 pozzi).
- Gli inquinanti presenti nei fumi sono:
  - CO: 70 mg/Nm<sup>3</sup> (0,35 Kg/h)
  - NO<sub>x</sub>: 820 mg/Nm<sup>3</sup> (3,9 Kg/h)

- EMISSIONE P2 (spurgo pozzi da braccio di spurgo operativo)

- Quantità di gas naturale spurgato: 3690 Nm<sup>3</sup>/h (2670 kg/h); fumi stimati, circa 67.350 Kg/h di fumi secchi.
- Frequenza: 1 operazione per stringa all'avviamento; ciascuna operazione ha durata di 6 ore.
- Inquinanti presenti:
  - CO: 70 mg/Nm<sup>3</sup> (3,8 Kg/h)
  - NO<sub>x</sub>: 820 mg/Nm<sup>3</sup> (44 Kg/h)

	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli  <b>25 / 30</b>
		<b>00</b>	

Si sottolinea che la simulazione del braccio di spurgo è da considerarsi cautelativa a causa della operatività annuale ipotizzata nella costruzione dell'input al modello (365 ore/anno).

### **FPSO**

#### - EMISSIONI S1 – S2 (fumi motori generatore gas da 1MW cad.)

- Portata emissione: 7198 kg/h
- Scarico continuo per 8.760 ore/anno.
  - NO<sub>x</sub> 250 mg/Nm<sup>3</sup> (0,379 g/s)
  - CO 650 mg/Nm<sup>3</sup> (0,985 g/s)
  - NMHC 376 mg/Nm<sup>3</sup> (0,570 g/s)
  - SO<sub>x</sub> 10 mg/Nm<sup>3</sup> (0,015 g/s)

#### - EMISSIONE S3 (fumi di combustione della caldaia a gas hot oil, di potenza circa 1600 KW)


- Portata totale dei fumi di combustione (stima) 3352 kg/h (2540 Nm<sup>3</sup>/h)
- Scarico continuo per 8.760 ore/anno:
  - Ossidi di zolfo (SO<sub>2</sub>) <800 mg/Nm<sup>3</sup>
  - Ossidi di Azoto (NO<sub>2</sub>) <350 mg/Nm<sup>3</sup>
  - Monossido di carbonio (CO) <100 mg/Nm<sup>3</sup>
  - Sostanze organiche volatili (COT) <10 mg/Nm<sup>3</sup>
  - Polveri <10 mg/Nm<sup>3</sup>

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.

#### - 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. 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

- Portata emissione: 550 kg/h
- Scarico continuo per 8.760 ore/anno:
  - NO<sub>x</sub> 250 mg/Nm<sup>3</sup> (0,02894 g/s)
  - CO 10 mg/Nm<sup>3</sup> (0,00116 g/s)
  - COT <20 mg/Nm<sup>3</sup> (0,008 g/s) \*\*
  - SO<sub>x</sub> 44 mg/Nm<sup>3</sup> (0,00509 g/s)
  - H<sub>2</sub>S 1,5 mg/Nm<sup>3</sup> (0,00018 g/s)
  - Polveri 10 mg/Nm<sup>3</sup> (0,00116 g/s)

 <p><b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – Sintesi non tecnica</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p><b>26 / 30</b></p>
		<b>00</b>	

\*\* nota: “Non è disponibile per questo parametro un valore accettabile fornito dal costruttore. Verrà richiesto al fornitore del package la garanzia del rispetto di questo valore limite.”

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

La torcia LP in condizioni di normale esercizio presenta solo le emissioni legate alla combustione del gas metano attraverso i bruciatori presenti sul tip, alimentati da gas di giacimento. Nessun fluido di processo è inviato alla torcia in condizioni di normale esercizio.

- Portata fumi di combustione (stima): 135 Nm<sup>3</sup>/h (165 Kg/h)
- Gli inquinanti presenti nei fumi sono:


- SO<sub>2</sub>: 3,9 mg/Nm<sup>3</sup> (0,0005 Kg/h)
- CO: 70 mg/Nm<sup>3</sup> (0,0095 Kg/h)
- NO<sub>x</sub>: 820 mg/Nm<sup>3</sup> (0,11 Kg/h)
- HC (C<sub>3</sub>+): 7 mg/Nm<sup>3</sup> (0,001 Kg/h)

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

La torcia LP in condizioni di normale esercizio presenta solo le emissioni legate alla combustione del gas metano attraverso i bruciatori presenti sul tip, alimentati da gas di giacimento. Nessun fluido di processo è inviato alla torcia in condizioni di normale esercizio.

- Portata fumi di combustione (stima): 217 Nm<sup>3</sup>/h (270 Kg/h)
- Gli inquinanti presenti nei fumi sono:

- SO<sub>2</sub>: 3,9 mg/Nm<sup>3</sup> (0,0009 Kg/h)
- CO: 70 mg/Nm<sup>3</sup> (0,015 Kg/h)
- NO<sub>x</sub>: 820 mg/Nm<sup>3</sup> (0,18 Kg/h)
- HC (C<sub>3</sub>+): 7 mg/Nm<sup>3</sup> (0,002 Kg/h)

	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>27 / 30</b>
		<b>00</b>	

Nella seguente tabella sono riportate le concentrazioni stimate dal modello in corrispondenza del punto di massima ricaduta ( $C_{MAX}$ ) e del punto individuato sulla costa abruzzese ( $C_{COSTA}$ ). Le concentrazioni sono state poste in relazione al limite per la qualità dell'aria stabilito dal D.Lgs. 155/10 ( $C_{LIMITE}$ ).

Inquinante	Parametro	$C_{MAX}$	$C_{COSTA}$	$C_{LIMITE}$	$\frac{C_{MAX}}{C_{LIMITE}}$ %	$\frac{C_{COSTA}}{C_{LIMITE}}$ %
NOx ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	99.8-mo percentile orario	26.6	1.53	200 <sup>a</sup>	13.3	0.8
	Media annua	2.11	0.021	40 <sup>a</sup>	5.3	0.05
CO ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	100-mo percentile su 8h	0.03	0.002	10	0.3	0.02
SO <sub>2</sub> ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	99.7-mo percentile orario	27.5	1.0	350	7.9	0.29
	99.2-mo percentile 24 h	11.4	0.2	125	9.1	0.16
	Media annua	2.15	0.015	20	10.8	0.08
NMHC ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	100-mo percentile su 3h	2.35	0.31	200 <sup>b</sup>	1.2	0.16
H <sub>2</sub> S ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	98-mo percentile orario	0.012	0.0001	0.4 <sup>c</sup>	3.0	0.03
PTS ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	90.4-mo percentile 24h	0.008	<0.0001	50 <sup>d</sup>	0.016	---
	Media annua	0.003	<0.0001	40 <sup>d</sup>	0.008	---
<i>a limiti normativi riferiti a NO<sub>2</sub></i> <i>b limite normativo stabilito dal D.P.C.M. 28 marzo 1983 abrogato dal D.Lgs. 155/10</i> <i>c soglia olfattiva per H<sub>2</sub>S (Linee Guida Regione Lombardia Dgr IX/3018 del 15/02/2012)</i> <i>d limiti normativi riferiti al PM<sub>10</sub></i>						

Lo studio modellistico evidenzia che, rispetto ai limiti di legge, il contributo alle ricadute di inquinanti nel punto di massima ricaduta è quantificabile come segue:

- ✓ variabile tra il 5% e il 13% per NOx e SO<sub>2</sub>;
- ✓ pari a circa l'1% per NMHC;
- ✓ inferiore allo 0.5% per CO;
- ✓ inferiore allo 0.05% per le polveri.


Rispetto ai limiti di legge, il contributo alle ricadute sulla linea di costa è pari o inferiore all'1% per gli NOx e inferiore allo 0.5% per gli altri inquinanti.

Considerando H<sub>2</sub>S come potenziale sostanza odorigena non si sono rilevate criticità anche per questo inquinante.

### 8.3 Rumore

Le emissioni di rumore sono principalmente dovute a:

- compressori;
- motogeneratori;
- pompe;
- gru;
- termodistruttore,
- caldaia,
- aircooler;

 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>28 / 30</b>
		<b>00</b>	

- skid addolcimento e recupero zolfo;
- unità di disidratazione.

Di seguito vengono elencati dei valori indicativi per tipologia di apparecchiatura, provenienti da impianti oil&gas esistenti. Per le pompe ed i compressori previsti per un impianto con queste caratteristiche, l'emissione sonora sarà molto variabile, in funzione del fluido, delle caratteristiche operative (pressioni) e della tipologia di apparecchiatura. Per il dettaglio su tali sorgenti, si rimanda all'allegato B24.

<b>Sorgente</b>	<b>Emissione Acustica (dBA@1m)</b>
COMPRESSORI	90 - 80
MOTOGENERATORI A GAS	90
MOTOGENERATORI DIESEL	85
POMPE	90 - 75
GRU	85
TERMODISTRUTTORE	100
CALDAIA	90
AIRCOOLER	90
ADDOLCIMENTO E RECUPERO ZOLFO	100
UNITA' DI DISIDRATAZIONE	90


Si evidenzia che non vi sarà alcun tipo di interferenza sulla costa a causa delle emissioni sonore connesse al funzionamento degli impianti in considerazione della distanza dalla costa. Inoltre non sono presenti ricettori antropici nell'area di possibile influenza.

Le emissioni sonore generate a bordo e trasmesse in aria potranno essere quindi percepite esclusivamente dal personale presente a bordo, per il quale verranno adottate tutte le misure di prevenzione e protezione dei lavoratori dal rischio rumore previsti dalla normativa in materia (in particolare dal D.Lgs. 81/2008).

Per quanto riguarda il potenziale impatto sulla fauna marina si evidenzia che durante la fase di produzione il rumore sottomarino potrà essere causato dalla sola trasmissione del rumore prodotto dalle apparecchiature in superficie.

Nell'area di influenza degli impianti non si registrano né presenza di aree di riproduzione, nutrizione, rotte migratorie, etc. di mammiferi e/o rettili marini, né aree di deposizione e nursery per le risorse ittiche demersali e pelagiche.

L'interferenza connessa alla generazione di rumore su tali organismi, presenti nell'area di studio, si può quindi considerare trascurabile.

 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli <b>29 / 30</b>
		<b>00</b>	

## 9. MONITORAGGI

Il Piano di Monitoraggio e Controllo degli impianti previsto dal “Progetto Ombrina Mare”, in attuazione del BREF “General Principles of Monitoring” e delle “Linee Guida in materia di sistemi di monitoraggio” D.M. 31/01/2005, comprende le misure previste per controllare le emissioni nell'ambiente nonché le attività di autocontrollo e di controllo programmato.

Il Piano quindi contiene:

- self-monitoring;
- gestione dell'impianto per la riduzione dell'inquinamento;
- periodiche comunicazioni alle Autorità Competenti;
- gestione emergenze;
- controllo e manutenzione;
- controllo dei punti critici.

Il Piano deve consentire la verifica costante con modalità stabilite del rispetto dei limiti previsti dalla normativa in merito ai seguenti comparti:

- emissioni in atmosfera;
- emissioni di rumore e sorgenti sonore;
- rifiuti (produzione, smaltimento e gestione delle aree di deposito temporaneo).

Nell'ambito del monitoraggio dell'impianto nel suo complesso e delle singole fasi produttive, sono stati individuati i controlli riportati nella tabella seguente.


Fase del processo/ Aspetto Ambientale	Parametro	Frequenza dei Controlli	Condizioni di Funzionamento	Modalità	Modalità di Registrazione
Termodistruttore FPSO (emissioni in atmosfera)	O <sub>2</sub> , Portata fumi, T, NO <sub>x</sub> , CO, SO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, COT, Polveri	Monitoraggio Discontinuo semestrale	Regime	Campionamenti ed analisi ditta specializzata	Supporto Informatico e cartaceo
Motogeneratori FPSO (emissioni in atmosfera)	O <sub>2</sub> , Portata fumi, T, NO <sub>x</sub> , CO, Polveri	Monitoraggio Discontinuo Annuale	Regime	Campionamenti ed analisi ditta specializzata	Supporto informatico e cartaceo
Caldaia FPSO (emissioni in atmosfera)	O <sub>2</sub> , Portata fumi, T, NO <sub>x</sub> , CO, SO <sub>2</sub> , COT	Monitoraggio Discontinuo Annuale	Regime	Campionamenti ed analisi ditta specializzata	Supporto informatico e cartaceo
Emissioni sonore	Livello di esposizione al rumore del personale	Quadriennale e a seguito di modifiche impiantistiche	Regime	Campagna di monitoraggio	Supporto cartaceo (Relazione di valutazione tecnico competente in acustica)
Produzione di rifiuti	Quantitativi di rifiuti prodotti	In occasione di carico e scarico	Tutte	Da Registrazioni c/s e formulari	Registro carico e scarico

L'impianto è dotato di sistemi fissi di rilevazione della presenza di gas nell'ambiente che consentono una tempestiva rilevazione della fuga e conseguente intercettazione dell'alimentazione del gas.

Tali interventi sono assicurati, nei punti critici, in modo continuo e automatico indipendentemente dallo stato di esercizio della piattaforma e dell'FPSO.

La gestione di tali eventi fa capo al sistema antincendio.



 <b>Medoilgas</b> Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil &amp; Gas Plc</small>	Identificazione del documento  AIA OBMA – Sintesi non tecnica	Indice di revisione	Numero di fogli  <b>30 / 30</b>
		<b>00</b>	

I sensori gas, oltre segnalare il superamento della concentrazione pari al 20% del Lower flammability limit (*LFL*) del metano, garantiranno anche che il contenuto di H<sub>2</sub>S nell'aria sia inferiore a 5 ppmv e che quello di SO<sub>2</sub> sia inferiore a 2 ppmv (rif. “API RP 55 Conducting Oil and Gas Producing and Gas Processing Plant Operations Involving Hydrogen Sulfide”; “ISO 10418:2003 Petroleum and natural gas industries - Offshore production installations - Basic surface process safety systems”).

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 e per gli sfiati dei serbatoi dei drenaggi chiusi.

Per quanto riguarda lo stoccaggio dell'olio prodotto e stabilizzato sull'FPSO, durante le operazioni di riempimento delle stive dell'FPSO le emissioni di vapori di idrocarburi sono minimizzate grazie all'impiego 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 la fase liquida. Durante le operazioni di riempimento, tutti i vapori di stiva verranno comunque collettati e bruciati nel termodistruttore.

Tutto l'impianto sarà soggetto a controllo periodico e manutenzione secondo le indicazioni del costruttore.

Non si ritiene quindi utile eseguire monitoraggi e controlli aggiuntivi per le emissioni non convogliate.

In ottemperanza al D.Lgs No. 81/2008, verrà eseguita una valutazione del livello di esposizione al rumore del personale:

- per posto di lavoro (nelle postazioni in cui i lavoratori stazionano per lo svolgimento delle proprie attività);
- per zona operativa (seguendo gli addetti nelle rispettive aree di competenza, durante specifiche operazioni e/o spostamenti).

La valutazione e le misurazioni saranno programmate ed effettuate almeno ogni 4 anni o in occasione di notevoli mutamenti che potrebbero averla resa superata o quando i risultati della sorveglianza sanitaria ne mostrino la necessità.

I rifiuti saranno gestiti e tenuti sotto controllo secondo una specifica procedura che verrà definita per la gestione di tale aspetto.

Sarà effettuato un monitoraggio e registrazione della produzione dei rifiuti (carico) e del relativo conferimento a terzi (scarico) per il trasporto e successivo smaltimento o recupero.

Sarà garantita inoltre la corretta applicazione delle norme e condizioni relative al deposito temporaneo dei rifiuti ed alla raccolta differenziata.

La gestione ed il controllo dei parametri significativi degli impianti è volta a garantire il miglior funzionamento possibile della Piattaforma OMBA e dell'FPSO.

La gestione ed il controllo saranno garantiti dal personale operativo per i controlli interni ma soprattutto, per alcuni parametri operativi particolarmente importanti, da un Sistema di Controllo automatizzato, progettato per acquisire dati ed ottimizzare la gestione di impianto ed analizzare disservizi, per la reportistica gestionale, la diagnostica e la manutenzione.

Azioni automatiche di protezione saranno progettate al fine di garantire la sicurezza per il personale e gli impianti.