



MEDOILGAS ITALIA S.p.A.

ISTANZA DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE MINERARIA OFFSHORE denominata “d30 B.C-MD”

Progetto di coltivazione del giacimento “OMBRINA MARE”

PROCEDIMENTO DI PRONUNCIA DI COMPATIBILITA’ AMBIENTALE
Integrazione dello studio di impatto ambientale con le informazioni utili alle valutazioni
necessarie per il rilascio dell’autorizzazione integrata ambientale (AIA)

CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI PRESENTATE DA ENTI PUBBLICI E
PRIVATI

VOL.2 : QUESTIONI RICORRENTI IN STUDI-DOSSIER-APPROFONDIMENTI

OTTOBRE 2014

1. ELENCO DEI SOGGETTI CHE HANNO PRESENTATO OSSERVAZIONI in FORMA DI STUDI/DOSSIER DEDICATI (cfr. anche Vol.1 -Controdeduzioni Medoilgas Italia SpA)

Nella tabella seguente, vengono indicati i soggetti estensori delle osservazioni nella forma articolata di Studi/Dossier (Fonte:Portale dedicato MATTM - <http://www.va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/306/352?Testo=&RaggruppamentoID=129> e/o mezzi di diffusione web/media) .

Chiaramente, non è possibile riproporre in questa sede la documentazione integrale relativa a Studio di Impatto Ambientale, Integrazioni dello stesso e, segnatamente, Relazione sulle Emissioni in Atmosfera e apparato di informazioni utili al rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA) per il progetto, al quale il Proponente in questa sede reitera il proprio riferimento per il concreto soddisfacimento di tutti i chiarimenti rappresentati e la risoluzione delle questioni interpretative evidenziate. In tal senso, il Proponente desiste da una risposta punto per punto alle centinaia di questioni sollevate (opera che costituirebbe in sé una riproposizione dello Studio di Impatto Ambientale e dell'imponente apparato integrativo negli anni intervenuto!) e piuttosto dispone in forma discorsiva (pur senza rinunciare agli standard di una rigorosa comunicazione tecnica) il nucleo di talune istanze di chiarificazione ed approfondimento reclamate dagli studi e dai dossier esaminati (prediligendo le questioni a più riprese avanzate anche da media ed interventi, considerati parte di un complessivo Dibattito pubblico al quale la Società proponente non si sottrae e di cui le Osservazioni sono spesso esito o espressione significativa).

Si rimanda, in ogni caso, al VOL.1 delle CONTRODEDUZIONI (“RISPOSTE AD OSSERVAZIONI ED ELEMENTI DI INFORMAZIONE AGGIUNTIVA”) per la gamma di questioni in questa sede solo sfiorate o accennate.

Approfondimenti di Enti/Amministrazioni (cfr. anche Vol.1 delle Controdeduzioni)

Regione Abruzzo in data 04/08/2014 / DVA-00-2014-0025812

Provincia di Chieti in data 31/07/2014/ DVA-00-2014-0025487 e in data 12/08/2014/ DVA-00-2014-0026906

Città di Ortona in data / DVA-00-2014-0026716 11/08/2014

Città del Vasto (Ch) in data 19/08/2014/ DVA-00-2014-0027148 (atto in forma di dossier – per le osservazioni cfr. Vol.1 Controdeduzioni)

Comune di San Vito Chietino (Ch) in data 11/08/2014/DVA-00-2014-0026738 e in data 24/07/2014/DVA-00-2014-0024517

Comune di Fossacesia in data 08/08/2014 / DVA-00-2014-0026474

Riserva Naturale Regionale "Lecceta di Torino di Sangro" in data 28/07/2014/DVA-00-2014-0025001 e in data 08/08/2014 / DVA-00-2014-0026502

Fondazioni – Associazioni (osservazioni simili contemplate nel Vol.1 – Controdeduzioni)

FAI - Presidenza Regionale Abruzzo e Molise in data 12/08/2014 / DVA-00-2014-0026783

Energoclub onlus in data 30/07/2014/DVA-00-2014-0025356 e in data 12/08/2014/DVA-00-2014-0026804

Stazione Ornitologica Abruzzese ONLUS in data 11/08/2014 / DVA-00-2014-0026739 e in data 08/08/2014 / DVA-00-2014-0026463

WWF-Legambiente - Roma, 29 luglio 2014 - Prot.DG239/14

Associazione Acqua Bene Comune onlus in data 08/08/2014 / DVA-00-2014-0026548

Privati (osservazioni simili contemplate nel Vol.1 – Controdeduzioni)

T.Chou – in data 08/08/2014/DVA-00-2014-0026497
in data 28/07/2014/DVA-00-2014-0024990
in data 30/07/2014/DVA-00-2014-0025339

L. Pompilio in data 30/07/2014 - DVA-00-2014-0025303

L. Luciano in data 07/08/2014 / DVA-00-2014-0026423

M. R. D'Orsogna in data 19/08/2014 / DVA-00-2014-0027159

QUESTIONI RICORRENTI IN STUDI-DOSSIER-APPROFONDIMENTI (con richiami alle pagine di stampa e media di informazione)

1. Dimensioni della Piattaforma e Dimensioni della Nave FPSO.....	2
2. Pre-trattamento e raffineria.....	6
3. L'analisi del rischio e la natura del SIA	8
4. Condizioni di normale esercizio e condizioni di emergenza.....	11
5. La "sommatoria" degli inquinanti e la moltiplicazione per il fattore "25"	15
6 L'Idrogeno Solforato H ₂ S – Il Processo per fasi.....	17
7. Quali utilizzi potrebbe avere lo zolfo elementare prodotto?	19
8. La presenza di idrocarburi in mare (Mediterraneo) è direttamente connessa alle piattaforme offshore?	20
9. In che senso le strutture di Ombrina Mare non rilasceranno 'scarichi' in mare?	25
10 . Cosa succede in caso di incidente e fuoriuscita di idrocarburi durante la perforazione di un pozzo?	27
11. Cosa succede in caso di 'rottura' di una condotta o di un'apparecchiatura?	30
12. FPSO : I Numeri, Safety Record.....	32
13. "Ombrina:un fattore duemila, più o meno"	36
14. Sulla presunta violazione della Direttiva 2010/75/UE e delle Bref di riferimento : Osservazioni da parte della Regione Abruzzo (documento approvato con DGR 490-2014).....	48
15. Dati forniti nello Studio depositato da Medoiligas Italia SpA in materia di impatto sulla qualità dell'aria degli inquinanti	47

1. Dimensioni della Piattaforma e Dimensioni della Nave FPSO

“Un gigante di ferro in mare...Una piattaforma in mare, alta come un palazzo di 10 piani e una nave galleggiante più lunga dello stadio Adriatico di Pescara”

(Il Tempo- pagina reg. Abruzzo- ediz.online del 21/03/2013)

1.1 Si confonde Piattaforma di Perforazione con Piattaforma di Produzione

Fase di perforazione e fase di produzione (meglio: di coltivazione) degli idrocarburi liquidi e gassosi sono fasi distinte dello sviluppo del progetto. **Per la perforazione dei nuovi pozzi** (se ne prevedono in tutto 6) verrà utilizzato un impianto di tipo “Jack-up” .

In sintesi, gli impianti di tipo Jackup sono costituiti da uno scafo galleggiante con dimensioni di circa 50/60 mt. x 45/40 mt. e da tre gambe retrattili, a sezione triangolare, lunghe fino a 120 m, che, discese fino al fondo marino, ne consentono il sollevamento. Su questa piattaforma, che viene trainata sul luogo definito da uno o più rimorchiatori, è installato l’impianto di perforazione, con una torre di circa 45 m di altezza e tutte le apparecchiature necessarie alla perforazione.

L’altezza del Jack-up è in un certo senso “regolabile” (data la presenza di gambe retrattili):

una volta posizionato sull’ubicazione prescelta, lo scafo galleggiante viene infatti sollevato al di sopra della superficie marina fino ad una quota che ne eviti l’interazione con il moto ondoso e gli effetti di marea. Tale quota viene definita in base all’altezza massima delle onde misurata nel periodo di cento anni (“onda centenaria”).

L’attività di perforazione è limitata e circoscritta nel tempo: ogni nuovo pozzo perforato comporterà l’impiego del “Jack-up” per un arco di tempo pari a 45 gg.

Non tutti i pozzi previsti (numero totale 6) potranno/dovranno essere eseguiti in rapida successione o in maniera comunque sequenziale.

Al termine dell’attività di perforazione - limitata nel tempo (ordine di grandezza: settimane) - il Jack-up viene rimosso dal sito e scompare definitivamente dal panorama degli impianti che contraddistinguono il sito off-shore.

Il processo di produzione e trattamento degli idrocarburi si svolgerà su due strutture distinte, la piattaforma Ombrina Mare A e il serbatoio FPSO, collegate tra loro da sealines e ombelicali.

In particolare, la piattaforma OMB-A sarà composta da una struttura portante ("jacket") a quattro gambe collegata ad una sovrastante ("deck") e 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 imbarcadere. Il "deck" sarà composto di due piani; in quello inferiore (Cellar Deck), saranno posizionate tutte le apparecchiature di processo. Queste le dimensioni dichiarate nello Studio di Impatto Ambientale:

Elevazione (m)	Dimensioni (m)	Descrizione
13,10 L.A.T.	35 x 24	Cellar Deck (il piano inferiore)
21,0 L.A.T.	29 x 21	Main Deck (il piano superiore)

"Lowest Astronomical Tide" (o LAT) è l'altezza dell'acqua al livello teorico più basso possibile delle maree : è un riferimento al di sopra del quale viene fornita l'elevazione della struttura e dei suoi singoli piani.

Quindi : una struttura di altezza - al di sopra del battente di acqua, in superficie - pari a circa 21 metri e con un profilo rastremato (il piano inferiore con una superficie maggiore-circa 840 mq- rispetto a quello superiore - circa 609 mq-).

Si tratta,perciò, di una piattaforma di dimensioni medio-piccole in un range di valori che possiamo così sintetizzare:

'Piattaforma piccola' (esempio: Monotubolare Guendalina - ENI - Mar Adriatico)	Altezza sul livello del mare : 21,2 metri Dimensioni del Deck: 18 x 15 mt - Superficie pari a 270 mq
<u>Piattaforma Ombrina Mare A</u>	Altezza sul livello del mare : 21 metri Dimensioni del (Cellar) Deck: 35 x 24 mt - Superficie pari a 840 mq
'Piattaforma grande' (esempio: VEGA A - EDISON - Sicilia)	Altezza sul livello del mare : 21,2 metri Dimensioni del Deck: 80 x 60 mt - Superficie pari a 4800 mq

UNA SOLA PIATTAFORMA DI PRODUZIONE (delle dimensioni di progetto citate) attraverserà l'intera vita utile del campo di produzione (caratterizzandone il panorama), prevista in anni 25.

1.2 Le dimensioni della FPSO

La FPSO (Floating Production Storage Offloading) 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.

Pertanto, parliamo di un'unità navale in cui si effettuano attività di primo trattamento degli idrocarburi liquidi e attività di stoccaggio degli stessi.

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.

Lo studio di impatto ambientale indica la capacità di stoccaggio del serbatoio della FPSO in termini di idrocarburi liquidi di: circa 45-50.000 tonnellate.

Nell'affrontare il profilo delle dimensioni, lo Studio di Impatto Ambientale si limita, quindi, ad identificare una possibile classe di appartenenza (per tipo di nave) della FPSO e ad indicare le dimensioni massime di QUESTA TIPOLOGIA (classe "PANAMAX"):

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

In realtà, la Classe PANAMAX identifica una tipologia di petroliera e deriva il suo nome dal limite di portata massimo (di petrolio) corrispondente alla massima capacità di transito nel Canale di Panama (allo stesso modo in cui, ad esempio, la classe "Suezmax" fa riferimento all'analogo limite in uso nel Canale di Suez).

Accadeva spesso nel passato che le unità FPSO provenissero da riconversione di petroliere (laddove oggi, invece, esiste una produzione dedicata, con scafi appositamente costruiti per queste unità).

In ogni caso, se lo Studio indica le dimensioni massime progettuali, sia i mezzi analoghi e/o simili (per utilizzo e/o capacità), che il dato medio (tipico) delle dimensioni di questa classe di unità navali, porta ad una **decisa riduzione delle dimensioni in senso longitudinale:**

Caso analogo: FPSO "Firenze" - Operatore ENI- Mare Adriatico	larghezza max 42 m circa; lunghezza max 247 m circa
Caso simile: FSO "Alba Marina" - Operatore Edison - Mare Adriatico	larghezza max 42 m circa; lunghezza max 261 m circa
Dimensioni di un'Unità Navale "tipica" Classe "Panamax" - capacità : 55.000 - 70.000 tpi (fonte: Alimonti (2009) "Trasporto di greggio via mare", Roma, Enciclopedia degli Idrocarburi Treccani)	larghezza max 32 m circa; lunghezza max 228 m circa

Se è quindi ragionevolmente possibile prevedere una larghezza dello scafo della FPSO da impiegare pari a circa 30-35 mt, appare altrettanto ragionevole ipotizzare l'utilizzo effettivo di un'unità navale con una lunghezza minore rispetto al dato (massimo progettuale) dei 320 mt rappresentato nel SIA.

2. Pre-trattamento e raffineria

“Ombrina Mare è una raffineria in mare...”
(Rivista on-line PrimaDaNoi – 18/03/2013)

“Mostruosa unità galleggiante di raffineria e stoccaggio del greggio, destinata a bruciare le impurità fortemente presenti nel combustibile di pessima qualità estratto...”
(Corriere della Sera – 19/05/2013)

2.1 Le differenze fondamentali

In un'unità di pre-trattamento, per gli idrocarburi liquidi estratti avviene una separazione della miscela di petrolio greggio, gas naturale e acque distillate.

Il petrolio greggio-una volta separato da gas naturale ed acqua- è costituito da una miscela di idrocarburi, caratterizzati da differente peso molecolare.

I processi che avvengono in una raffineria sono tesi ad ottenere sostanzialmente composti organici a basso peso molecolare (es.: il GPL) e a più elevato peso molecolare (bitume).

Il pre-trattamento è ancora un'operazione di 'upstream' (fa parte cioè del ciclo di estrazione-coltivazione degli idrocarburi e siti minerari- sottoposti alla normativa speciale mineraria – sono considerati i centri di trattamento). La raffinazione è invece un'operazione di 'downstream' (a valle, cioè di quella catena di valore che determina il progressivo apprezzamento dei prodotti originati dal petrolio): differente è persino la cornice normativa di sicurezza che ne disciplina l'attività (non la normativa speciale mineraria).

In un Centro di Trattamento l'osservatore mai potrà riconoscere un impianto di "distillazione topping" (tipico ed anzi caratterizzante invece il profilo di ogni Raffineria); mai in un Centro di Pre-trattamento il petrolio greggio sarà sottoposto ad una "vaporizzazione" per un recupero delle frazioni (GPL, cherosene, gasolio leggero, gasolio pesante,etc.) a diversi intervalli di ebollizione.

"SCOPO" DELL'IMPIANTISTICA DI PRE-TRATTAMENTO è rendere possibile lo stoccaggio ed il trasporto del greggio in condizioni di massima sicurezza (si parla infatti di "stabilizzazione" del greggio,intendendo la separazione dal gas in esso disciolto o ad esso associato).

"SCOPO" DELL'IMPIANTISTICA DI RAFFINERIA è l'ottenimento- a partire dal petrolio greggio- di prodotti commerciali e/o commercializzabili.

Ecco una tabella riassuntiva:

IMPIANTI	INPUT	OUTPUT
Centro di Pre-Trattamento	Idrocarburi estratti (da area/e pozzo)	Petrolio Greggio, non prodotti direttamente commercializzabili, destinato al processo di Raffinazione
Raffineria	Petrolio Greggio stabilizzato- in arrivo da un centro di pre-trattamento mediante condotta o mezzo di trasporto idoneo	Frazioni prodotte da processi di evaporazione-a partire dal petrolio greggio- contraddistinte da differente peso molecolare e commercializzabili in mercati differenziati per utenza e destinazioni di uso

3. L'analisi del rischio

"Nel Sia di Ombrina Mare manca l'analisi del rischio..."

"E' stata prescritta (dalla Commissione Via Ministeriale) un'analisi del rischio a valle dello Studio di Impatto Ambientale, che non la contiene..."

(incontri e conferenze pubbliche)

3.1 Lo stato dell'arte nel nostro Paese

In questi ultimi 20 anni in Italia siano stati trivellati "in sicurezza" circa 1.000 nuovi pozzi, quasi 45 ogni anno (Fonte: DGRME - Rapporto annuale 2014 Attività dell'anno 2013 – si tratta di una media annua: l'attività di ricerca di nuovi giacimenti ha visto il suo massimo periodo di espansione nei primi anni '90 con circa un centinaio di nuovi pozzi perforati all'anno dei quali una buona parte di tipo esplorativo) .

Basandosi, inoltre, sui dati registrati per le compagnie petrolifere italiane, che operano nel settore offshore sia nelle acque territoriali italiane che all'estero, si evidenzia che il dato statistico circa le performance in termini di blow-outs nel periodo di riferimento 2000-2010 è pari a zero nell'offshore italiano e ad 1,22/1000 pozzi nell'offshore mondiale. Il dato relativo invece agli operatori europei in termini di percentuale di blow-outs nello stesso decennio è pari a 1,8/1000 pozzi (fonte: EU Proposal for offshore Safety Regulation).

Per la precisione:

Operatori Italiani Offshore Italia 2000-2010	230 pozzi offshore 0 blowouts 0/1000 pozzi
Operatori Europei Offshore Europa 2000-2010	1,8/1000 pozzi
Mondo 2000-2010	817 pozzi offshore 1 blowout (Temsah NW)

(fonti: "EU Proposal for offshore Safety Regulation" ; Audizione, nell'ambito dell'indagine conoscitiva "Sicurezza delle attività estrattive offshore", del Direttore Generale Ing. Franco Terlizzone - Min. Sviluppo Economico - Dipartimento per L'Energia – Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche- presso le Commissioni 10a e 13a del Senato-Dicembre 2011)

L'offshore italiano, in più di 50 anni di attività e in particolare negli ultimi 30 anni, da quando cioè esiste una precisa normativa di sicurezza offshore (D.P.R. 886/1979), non ha mai registrato incidenti di rilievo, né tanto meno danni significativi all'ambiente in Italia: sono infatti stati perforati, in Italia, più di 7.100 pozzi (di cui più di 1.680 offshore) che hanno permesso di conoscere in dettaglio e rappresentare, con un elevato grado di confidenza, la situazione geologica italiana.

3.2 La natura dello 'strumento' Studio di Impatto Ambientale

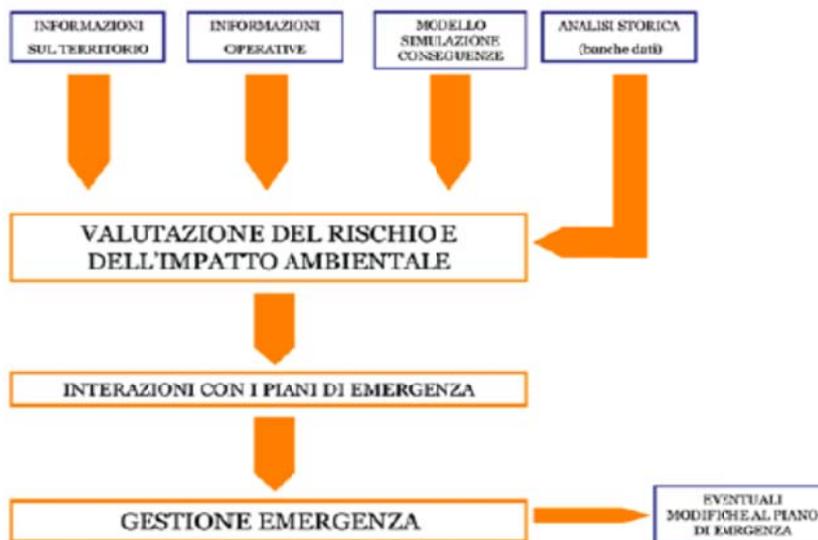
La Valutazione di Impatto Ambientale individua, descrive e valuta gli effetti diretti ed indiretti di un progetto sull'uomo, sulla fauna, sulla flora, sul suolo, sulle acque di superficie e sotterranee, sull'aria, sul clima, sul paesaggio e sull'interazione fra detti fattori, nonché sui beni materiali e sul patrimonio culturale, sociale ed ambientale; valuta inoltre le condizioni per la realizzazione e l'esercizio delle opere e degli impianti.

A tal fine il soggetto proponente, pubblico o privato, presenta istanza all'Autorità Competente con allegati il progetto definitivo, lo studio di impatto ambientale, la sintesi non tecnica.

La documentazione per Ombrina Mare è in tal senso completa e disponibile sul Portale del Ministero dell'Ambiente.

Trattandosi di Sito Minerario, inoltre, il Titolare della Concessione (una volta che la procedura per il rilascio del Titolo Minerario di Concessione si sia quindi completata) - ai sensi della normativa di sicurezza speciale mineraria - dovrà redigere e comunicare all'Autorità Competente (UNMIG - Ministero Sviluppo Economico) un Documento di Salute e Sicurezza, i cui contenuti sono rigidamente disciplinati e prescritti.

Il processo di valutazione e gestione del rischio, che coinvolge anche molti aspetti riguardanti le possibili emergenze ambientali, può essere schematizzato in questo modo:



(fonte: Portale "Petrolio e Gas" - la Valutazione dei Rischi - Il Documento di Sicurezza e Salute - DSS: <http://www.petrolioegas.it/valutazione-dei-rischi/>)

3.3 Tre casi-ricorrenti-di *misunderstanding* nel citare il concetto di "rischio" per Ombrina Mare

- 1) La **'direttiva Seveso'** – quindi "Analisi di rischio", studi e rapporti di sicurezza richiesti a vario titolo dal D. Lgs. 17 agosto 1999 n. 334- non si applica al settore offshore.
Per la precisione, il riferimento ad *'attività a rischio di incidente rilevante'* non risulta pertinente in quanto il Dlgs 17 agosto 1999, n. 334, così come modificato e integrato dal Dlgs 238/2005, non si applica all'esplorazione e allo sfruttamento off-shore di minerali, compresi gli idrocarburi

- 2) La cosiddetta **"Direttiva Offshore"** (adottata quale Proposta legislativa dal Parlamento Europeo) -nella quale esplicitamente si parla di *Major Hazard Report/Analisi dei Grandi Rischi* per gli Impianti Oil&Gas Offshore, deve essere recepita nel nostro Ordinamento nazionale.

- 3) Nel Nostro Paese l'obbligo della **Valutazione del Danno Sanitario in campo ambientale** è stato introdotto nel cosiddetto "decreto Ilva" (approvato in data 27/12/2012).
La norma riguarda gli stabilimenti di interesse strategico nazionale, individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri ,e trova la sua applicazione al momento nel solo caso dell'ILVA.
In tali casi e per tali fattispecie l'Azienda Sanitaria Locale e l'Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente, competenti per territorio, redigono congiuntamente, con aggiornamento almeno annuale, un rapporto di valutazione del danno sanitario (**VDS**) anche sulla base del registro tumori regionale e delle mappe epidemiologiche relative alle principali malattie di carattere ambientale.

4. Condizioni di normale esercizio e condizioni di emergenza

"IN 25 ANNI OLTRE 2 MILIONI TONNELLATE EMISSIONI IN ATMOSFERA... " numeri astronomici" che contraddistinguono l'iniziativa..."
(Conferenza Stampa – Pescara- 19/03/2013)

"Arrivando ad incenerire in caso di bisogno fino a 2.500 chilogrammi di idrogeno solforato l'ora..."

(Corriere della Sera – 19/05/2013)

4.1 Tutto comincia dalla lettura della pagina 237 dello Studio di Impatto Ambientale...

A pagina 237 dello Studio di Impatto Ambientale si afferma:

"In caso di blocco contemporaneo del termodistruttore e del sistema di recupero zolfo, potranno verificarsi le massime emissioni dalla torcia atmosferica... Trattandosi di emissioni di emergenza, hanno carattere saltuario e bassa probabilità di accadimento, ma sono imprescindibili per garantire la sicurezza dell'intero impianto".

Quindi, riepilogando:

- Contestuale verificarsi di blocco del termodistruttore e del sistema di recupero zolfo;
- Carattere saltuario delle "emissioni di emergenza" originatesi;
- Sicurezza dell'intero impianto.

4.2 Condizioni di normale esercizio

Lo Studio di Impatto Ambientale esamina il funzionamento degli impianti in condizioni di "normale esercizio".

In tali condizioni- secondo le risultanze riportate dal SIA, approfondite ulteriormente nella Relazione Tecnica sulle Emissioni in Atmosfera depositata presso il Ministero dell'Ambiente dalla Società ai sensi dell'art.269 del Dlgs 152/2006- al Termodistruttore- presente sull'unità FPSO – è associata un'emissione continua derivante dalla combustione di tutti gli sfiati, i gas di coda e le emissioni convogliabili, 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.

A bordo dell'FPSO, infatti, tutti gli scarichi tecnicamente convogliabili vengono effettivamente convogliati all'unità termodistruttore; tutti i serbatoi di stoccaggio potenzialmente fonte di emissioni fuggitive¹, sono stati concepiti come pressurizzati e 'ventati' anch'essi al termodistruttore: ciò in ossequio alle cosiddette "Migliori Tecniche Disponibili" (MTD), implementate nel Progetto.

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 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).

4.3 Condizioni di emergenza.

4.3.1 Esame delle condizioni di "emergenza" nel SIA.

Lo Studio di Impatto Ambientale deve esaminare anche il funzionamento in condizioni di emergenza.

In tal senso, per l'Unità FPSO sono state considerate le condizioni/eventi (potenziali) maggiormente gravosi/e per la funzionalità complessiva degli impianti di primo trattamento degli idrocarburi: il blocco contemporaneo del termodistruttore e del sistema di recupero zolfo è una di queste.

¹ In condizioni di esercizio viene garantita una leggera sovrappressione, sono tuttavia possibili sfiati durante le operazioni di riempimento: questi costituiscono le cosiddette "emissioni fuggitive".

4.3.2 La "fiaccola di emergenza" (Torcia di bassa pressione) e le prescrizioni normative

Il Dlgs 152/06 richiede espressamente una fiaccola di emergenza del Termodistruttore (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 caso di non funzionamento del termodistruttore, la corrente gassosa viene quindi inviata alla Torcia , che è dimensionata per funzionare come "unità di riserva" del termodistruttore SOLO in caso di malfunzionamento dello stesso (emergenza) o del fermo di tale unità.

Si tratta quindi di:

- emissioni saltuarie e di emergenza (e come tali esaminate nello Studio);
- di una misura dedicata proprio alla sicurezza complessiva imposta dal Legislatore per impianti di questo tipo, operante per il solo tempo necessario a consentire l'attivazione dei sistemi di sicurezza associati (sistemi automatici e ridondanti; ad esempio l'attivazione delle valvole di sicurezza e la sospensione del ciclo produttivo sino a ripristino delle condizioni operative di regolare/pieno funzionamento o di ri-avvio degli impianti malfunzionanti).

Atteso che la misura di emergenza è attestata sull'Unità FPSO, per la quale il Modello diffusionale degli inquinanti attesta ampiamente la modestissima presenza di "ricadute" degli inquinanti sulla linea di costa, resta, quindi, da esaminare - nel ricorrere di tali casi di emergenza - la possibilità di formazione di miscele esplosive in prossimità dei punti di emissione.

In caso di evento di emergenza, con rilascio in atmosfera di elevate quantità di gas, la velocità sul terminale di uscita (al punto di emissione) è sempre superiore a 150 m/s in conformità agli standard tecnici ("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).

4.3.3 La torcia di alta pressione

Per completezza, l'impiantistica presente sulla FPSO comprende anche un'altra torcia ("torcia ad alta pressione").

Questa è dimensionata per il "blow down" dell'impianto e potrà scaricare la massima produzione di gas sotto forma di metano, pari a 2.468 kg/h.

Ma anche 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.

4.3.4 Perché bruciare il metano?

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 metano genera 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.

4.4 Conclusioni

Non risulta quindi corretto assimilare queste emissioni – per definizioni saltuarie e di emergenza- al quadro emissivo rappresentato ed esaminato in condizioni di normale esercizio impiantistico.

Non è dato inoltre riscontrare - nell'intero SIA come nella Relazione sulle Emissioni in Atmosfera - il dato di "2.500 chilogrammi di idrogeno solforato l'ora...": si tratta di un valore esorbitante persino nelle paventate condizioni di emergenza.

Più correttamente il dato dovrebbe riferirsi alla "massima produzione di gas sotto forma di metano" (pari appunto a 2.468 kg/h) che il SIA cita per il caso (anche questo limite e di emergenza) del blow-down ('depressurizzazione'): appunto il caso (esclusivo) di attivazione della torcia ad alta pressione citata.

Attivazione necessaria alla depressurizzazione delle linee e delle apparecchiature (e quindi, in ultima istanza, alla sicurezza generale dell'impianto);
attivazione che è limitata nel tempo;
attivazione che consente di "bruciare" in ogni caso il metano e di non rilasciarlo in atmosfera tal quale (con i differenziati impatti sull'effetto serra esaminati).

Esercitandosi nelle sommatorie degli inquinanti emessi nell'arco di un intero anno (dato contenuto nella stessa documentazione Medoilgas) il famigerato H₂S (acido solfidrico o idrogeno solforato) non raggiungerebbe la soglia dei 6 kg/anno, altro che "in caso di bisogno" (espressione quanto mai tecnicamente ambigua) i 2.500 kg/ora!

5. La "sommatoria" degli inquinanti e la moltiplicazione per il fattore "25"

5.1 Il prodotto "sommatoria inquinante X 25 anni"

Nella Relazione sulle Emissioni in Atmosfera depositata da Medoilgas Italia SpA l'interessato lettore troverà tra le decine di tabelle disponibili, una particolarmente intrigante:

"Sommatoria delle emissioni riferite ad un anno".

In altra parte della documentazione lo stesso lettore potrà riscontrare il numero di anni presumibile di coltivazione del giacimento (25 anni).

Nulla quindi di più facile del ricavare - da una banale serie di moltiplicazioni (la sommatoria lungo l'arco annuale del singolo inquinante, presente nel complesso delle emissioni del campo, X anni 25)- il computo magico dell' "inquinamento" di Ombrina Mare in atmosfera, durante l'intero periodo del suo 'funzionamento'.

E' un tragico errore (il secondo che si commette, dopo quello esaminato nel Capitolo 4 con l'insulsa assimilazione tra condizioni normali e condizioni di emergenza - con relativi profili emissivi- degli impianti).

5.2 Perché Medoilgas Italia espone le sommatorie di inquinanti per anno?

La Sommatoria delle emissioni prodotta dalla stessa Medoilgas Italia è strettamente funzionale al successivo calcolo dei "Fattori di Emissione" (per i quali si adotta un rapporto tra il dato della sommatoria e il totale dei metri cubi anno di gas pliocenico o di barili anno di olio di cui si stima la produzione).

L'unica logica di quella sommatoria è proprio nella successiva esposizione dei Fattori di emissione (base per gli Inventari delle Emissioni redatti da Autorità ed Organi Tecnici della PA).

Il naturale esito di una Relazione sulle Emissioni in Atmosfera è appunto l'esposizione dei FATTORI DI EMISSIONE (di cui la "sommatoria" è solo uno degli elementi).

5.3 Inutilità del dato "sommatoria" assunto di per sé

I due precisi ambiti della Normativa Italiana in materia di emissioni sono contenuti e disciplinati da:

- DLGS 152/2006 per le fonti di emissione;
- Dlgs 155/2010 per le concentrazioni in atmosfera.

- La sommatoria NON PUO' ESSERE ASSUNTA PER UN RAFFRONTO CON I LIMITI STABILITI DAL DLGS 152/2006 (raffronto che pure viene puntualmente svolto in altra parte della Documentazione, ma riguardo alle concentrazioni di ciascun inquinante, espresse in mg/Nm³, e relativamente allo specifico flusso di massa dei fumi emessi per ciascun punto di emissione).

- La sommatoria NON PUO' ESSERE ASSUNTA PER UN RAFFRONTO CON LE CONCENTRAZIONI (ED I VALORI LIMITE) STABILITI DAL DLGS 155/2010 (si tratta appunto di concentrazioni, quindi di valori "relativi", mentre i valori di inquinanti espressi in massa -Kg/anno- hanno un significato fisico differente). Nelle stesse simulazioni di dispersione di inquinanti presenti nella Relazione Tecnica sulle emissioni in Atmosfera, al fine di ottenere gli effetti GLOBALI degli impianti in questione sulla qualità dell'aria, sono stati modellati tutti i punti di emissione, ciascuno con le proprie caratteristiche emissive, valutandone l'effetto cumulato sull'ambiente esterno in funzione delle modalità di funzionamento del singolo impianto (dato che, con le "Sommatorie", di fatto si smarrisce).

Una banale operazione aritmetica- insomma- nulla può rappresentare o suggerire in merito al rispetto di valori limite di emissione o delle concentrazioni massime di inquinanti in atmosfera (i due precisi ambiti, appunto, della Normativa Italiana in materia di emissioni: DLGS 152/2006 per le fonti di emissione e Dlgs 155/2010 per le concentrazioni in atmosfera)

6 L'Idrogeno Solforato H₂S – Il Processo per fasi

6.1 Premessa

- 1) *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.*
- 2) *L'olio in uscita, ulteriormente separato dalla fase gassosa e dall'acqua di strato, verrà inviato direttamente allo stoccaggio nella stiva del FPSO.*

6.2 Le fasi successive

- 3) La fase gassosa liberata in questi passaggi, con il suo contenuto in H₂S, viene compressa e quindi inviata al trattamento di addolcimento del gas in un assorbitore ad ammina ("DEA") dove l'H₂S 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 H₂S 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 H₂S e CO₂, verrà invece inviato all'unità di recupero zolfo dove verrà ridotto a zolfo elementare.

- 4) Infine, il gas di coda in uscita dall'unità di recupero zolfo sarà incenerito nel termodistruttore.
- 5) 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 solo in caso di interruzione della produzione di olio (e quindi del gas associato utilizzato come fuel gas).

Questa configurazione impiantistica (che assicura un rendimento molto alto -con recupero dello zolfo prossimo al 100%- ma alla condizione di trattare gas acidi in ingresso nell'unità di recupero zolfo con contenuto di H₂S non superiore al 10%) ci consente di poter dichiarare le seguenti emissioni finali da termodistruttore:

Servizio	Quantita'		Temperatura °C	Inquinanti					
	kg/h	Sm ³		H ₂ S	NO _x	CO	SO _x	NMHC	Polveri
				mg/Nm ³					
Termodistruttore	550	425	950	1,5	250	10	44	20	10
Limiti DLgs 152/06				10	350	100	1200	20	10

Al termodistruttore non vengono convogliati i soli gas di coda della rigenerazione ammina (e questo viene chiaramente evidenziato nella documentazione), ma ad esso sono convogliati anche tutti gli sfiati dei serbatoi ed i gas di coda di tutti i trattamenti delle unità di servizio (in perfetto allineamento con la BAT di riferimento), in particolare:

- 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.

7. Quali utilizzi potrebbe avere lo zolfo elementare prodotto?

Oltre il 90% dello zolfo utilizzato in agricoltura, ormai, compreso quello per uso enologico, è di derivazione "petrolifera" (riveniente da processi di cattura ed abbattimento dell'H₂S).

POSSIBILE UTILIZZO IN AGRICOLTURA.

SULLE PIANTE:

Quale anticrittogamico.

Lo zolfo ha una forte azione fungicida e la sua tossicità è bassa nei confronti dell'uomo e dei piccoli animali.

Quale Antioidico

Lo zolfo è particolarmente attivo contro gli oidi, agenti del "mal bianco" delle piante da frutto, della vite, delle colture orticole e floreali. Esplica, inoltre, una modesta azione sugli acari, quali gli eriofidi del pero e della vite. In formulazione fumogena è indicato come rodenticida.

Antioidico per eccellenza, quindi, agisce allo stato elementare come vapore sul micelio e sulle spore del parassita.

Svolge inoltre un'azione deterrente verso numerosi acari e fitofagi.

SUL TERRENO:

Lo Zolfo è necessario perché:

- Aumenta la crescita della pianta
- Aumenta il contenuto di clorofilla
- Aumenta il contenuto proteico
- Aumenta la disponibilità e l'assorbimento del fosforo
- Favorisce l'assimilazione dei macro e dei microelementi
- Riduce la salinità del suolo
- Riduce l'alcalinità ed i carbonati presenti

8. La presenza di idrocarburi in mare (Mediterraneo) è direttamente connessa alle piattaforme offshore?

8.1 LA FONTE BIBLIOGRAFICA PRINCIPALE

Publicazione	Dato evidenziato
Ugo Bilardo e Giuseppe Mureddu, Traffico petrolifero e sostenibilità ambientale : dimensione del traffico petrolifero, maree nere, politiche di sicurezza della navigazione e implicazioni economiche, con riferimento al mondo intero e al Mediterraneo in particolare, Unione Petrolifera, 2005	<i>Il Mediterraneo è già ora il mare più contaminato al mondo da idrocarburi con una media di 38 milligrammi di catrame pelagico per metro cubo di acqua (contro i 3,8 del sistema giapponese, i 2,2 della Corrente del Golfo, ad esempio).</i>

La pubblicazione di Bilardo-Mureddu è in assoluta la più citata in merito all'inquinamento da idrocarburi nel Mar Mediterraneo.

Gli autori sono entrambi docenti universitari ed hanno all'attivo altre pubblicazioni sul tema delle risorse minerarie.

La pubblicazione è avvenuta sotto l'egida dell'Unione Petrolifera Italiana e le frasi ricorrenti in coloro che la citano è: "lo dice l'UPI"; "lo dicono gli stessi petrolieri" ...

Di **catrame pelagico** (che giace cioè nei fondali) si parla, in realtà, da decenni.

Nel 1975 la rivista 'Scientific American' pubblicava un articolo di Butler James nel quale letteralmente si affermava:

"Reti sottili trainate in aperto oceano raccolgono ovunque grumi neri, evidentemente residui di morchia scaricata in mare da navi cisterna, i quali, secondo studi recenti, alterano l'equilibrio biologico del mare".

8.2 Peculiarità del Mar Mediterraneo (ovvero il complesso di centri, porti, traffico marittimo, lavorazioni nelle acque del Mediterraneo di cui l'attività estrattiva off-shore è solo frazione)

Sulle coste del Mar Mediterraneo si affacciano oltre venti Stati e più di 400 milioni di abitanti, dei quali circa 130 milioni, ben il 35%, vivono in aree costiere, scaricando liquami, idrocarburi e reflui industriali. Secondo i dati forniti dal Piano di Azione Mediterranea delle Nazioni Unite, lungo le sue coste insistono 584 città, 750 porti turistici e 286 commerciali, 13 impianti di produzione di gas e 180 centrali termoelettriche. Sono oltre 2.000 i traghetti, 1.500 i cargo e 2.000 le imbarcazioni commerciali, di cui 300 navi cisterna, che operano giornalmente in questo mare, con un traffico annuo complessivo di circa 200.000 imbarcazioni di grandi dimensioni.

(fonte: Idrocarburi in mare – Stefano Pisani- 2010- Rivista Anno VII - numero 14 - Luglio 2010- Arpa Umbria Edizioni)

I principali porti petroliferi nel Mediterraneo sono 82 e le altrettante raffinerie lavorano quasi 9 milioni di barili di greggio ogni giorno, pari a oltre il 10% della raffinazione mondiale. L'Italia è la nazione con il più alto numero di raffinerie, che lavorano un quarto del greggio rispetto a tutto il mar Mediterraneo... La metà del greggio destinato al bacino del Mediterraneo viene scaricata in Italia per essere poi esportata in Europa.

(fonte: Idrocarburi in mare – Stefano Pisani- 2010- Rivista Anno VII - numero 14 - Luglio 2010- Arpa Umbria Edizioni)

Il traffico petroliero che alimenta i paesi che si affacciano sul Mediterraneo o transita in esso è di circa 8 milioni di b/g (400 milioni di t annue), cioè quasi un terzo del traffico petroliero globale, in un'area che costituisce meno dell'1% della superficie delle acque del pianeta.

Se si considerano le previsioni sull'aumento della domanda energetica, sulla crescita della capacità dei terminali nel Mediterraneo e sul volume di traffico petroliero, una stima attendibile della movimentazione di greggio nel Mediterraneo già nei prossimi anni è dell'ordine di grandezza di almeno 9 milioni di barili al giorno.

Si tratta di una movimentazione marittima imponente sotto molti aspetti, che ha una intensità superiore a quella di ogni altro grande bacino navigabile.

(Fonte: Bilardo-Mureddu, Traffico petrolifero e sostenibilità ambientale, UPI, 2005)

8.3 Eventi accidentali e versamenti di routine nel trasporto marittimo petrolifero

E' fondamentale distinguere tra :

- eventi accidentali (che danno luogo a rilasci rilevanti e concentrati che sono estremamente pericolosi per l'ambiente marino: incidenti navali);
- versamenti di routine (comprendono: lo scarico delle acque di zavorra e il lavaggio delle cisterne prima che le navi giungano al porto di carico, il rifornimento di carburante, l'eliminazione delle acque di sentina, il lavaggio in bacino di carenaggio e le perdite durante lo scarico ai terminali)
- versamenti naturali (eventi naturali)

ANNO 2004 - Nel mondo	
eventi accidentali (incidenti: collisioni, incendi, affondamenti mezzi navali)	300.000 e 500.000/anno 1970-90 150.000 e 200.000 t/anno 1990-2000
Eventi naturali	1.000 †
Versamenti di routine	800.000 †

Fonte: Alimonti (2009) "Trasporto di greggio via mare", Roma, Enciclopedia degli Idrocarburi Treccani: l'Autore indica in 1.000.000 di tonnellate/anno le maree nere (sia versamenti provocati da incidenti che da operazioni di routine).

8.4 Il doppio scafo: chiave di volta del problema

Tra le "operazioni di routine" che maggiormente impattano sul versamento di idrocarburi in mare vi sono, quindi, le cosiddette operazioni di routine, in particolare dallo zavorramento e dal lavaggio delle cisterne. Il lavaggio in mare delle cisterne e il rilascio dell'acqua di zavorra sono operazioni vietate da Convenzioni Internazionali. Tuttavia è stata la dismissione delle petroliere con scafo unico (a beneficio di quelle con doppio scafo) a rappresentare la chiave di volta del problema.

Ecco, nell'ottima ed efficace sintesi del giornalista Jacopo Gillberto (giornalista, curatore del Blog "Correnti" de Il Sole 24 Ore.it), la rappresentazione del problema:

"Le petroliere erano a scafo unico. le pareti delle cisterne erano direttamente lo scafo. Petrolio dentro, mare aperto fuori, separati dalla parete d'acciaio. Quando scaricavano il greggio a Genova Marsiglia Gela Marghera, vuotandosi diventavano leggere e altissime.

Così alte e vuote, le petroliere dopo lo scarico del petrolio erano difficili da gestire, squilibrate, specie con mare agitato o un fastidioso vento di traverso.

Quindi, uscite dal porto di consegna del petrolio, per appesantirsi e stabilizzarsi le petroliere riempivano di acqua di mare le cisterne, in modo da zavorrare la nave durante il viaggio di ritorno verso il porto dove caricare altro greggio. Ma al porto petrolifero di carico, per poter prendere nuovo greggio, bisognava avere le cisterne vuote. E si vuotavano in viaggio...le cisterne venivano vuotate dell'acqua sporca e del petrolio, lasciando dietro la poppa decine di chilometri di scia bitumosa.

I residui che restavano sul fondo delle cisterne venivano scrostati e messi in fusti d'acciaio che, oplà, finivano in mare...

Ogni viaggio un lavaggio.

Con le petroliere a doppio scafo di oggi, tra la cisterna e lo scafo c'è un'intercapedine.

L'acqua di zavorra non entra mai nelle cisterne del greggio.

E' "segregata" nell'intercapedine e non tocca il petrolio.

Per bilanciare la nave, entra acqua di mare pulita, esce acqua di mare pulita".

(Blog "Correnti" - ilsole24ore.com - 13 gennaio 2013).

A ciò si aggiunga la pratica (ormai in uso) di mantenere un ambiente di gas inerte nelle intercapedini e nei volumi liberi delle cisterne, anche nel corso delle operazioni di carico e scarico.

Già nel febbraio del 2003, prima dell'approvazione del nuovo regolamento europeo ma in applicazione delle direttive Erika 1, il governo italiano aveva disposto il divieto di accesso ai porti nazionali, oltre che ai terminali offshore e alle zone di ancoraggio nelle acque territoriali italiane, a tutte le navi cisterna di stazza lorda superiore alle 5.000 tpl che non disponessero di doppio scafo, avessero un'età superiore ai 15 anni e trasportassero "combustibile pesante, oli usati, greggio pesante bitume e catrame" (la definizione di 'greggio pesante' si riferisce a prodotti con un grado API inferiore a 25,7).

8.5 Conclusioni

L'inquinamento da idrocarburi, collegato alle attività in mare, ha principalmente due distinte origini: inquinamenti dovuti ad incidenti; inquinamenti derivati dall'attività operativa delle navi, come lo scarico in mare di acque di zavorra, slop, morchie, eccetera .

In ogni caso parliamo di cabotaggio marittimo: mezzi navali, petroliere (per le quali pure la Regolamentazione stringente intervenuta negli ultimi 10 anni e l'introduzione del "doppio scafo" ha determinato una decisa riduzione dei volumi di idrocarburi riversati in mare).

"...In questo quadro,l'attività mineraria gioca un ruolo assolutamente marginale: a livello mondiale il contributo delle attività minerarie offshore all'inquinamento marino da idrocarburi è pari al 2 per cento del totale".

(Fonte: Risposta del Ministro dello Sviluppo Economico del 04/05/2012 all'Interrogazione n°4-06262 presentata dal Sen NICOLA LATORRE in data 17 novembre 2011 sul tema delle prospezioni offshore al largo delle Isole Tremiti).

MEDOILGAS ITALIA SpA ha inoltre dichiarato nello Studio di Impatto Ambientale la scelta del tipo di nave FPSO : inequivocabilmente "a doppio scafo".

9. In che senso le strutture di Ombrina Mare non rilasceranno 'scarichi' in mare?

9.1 Durante la fase di 'coltivazione' degli idrocarburi

L'acqua di produzione separata dall'olio nei separatori sarà destinata alla re-iniezione in giacimento mediante sistema di re-iniezione a bordo dell'FPSO, dove sarà presente comunque un serbatoio di stoccaggio come soluzione temporanea di back up in caso di malfunzionamento del sistema.

Secondo le attuali previsioni di produzione, il sistema di re-iniezione entrerà in funzione solo nel quarto anno di produzione, quando si prevede l'inizio della produzione di acqua dal giacimento di olio.

Analogamente si prevede la presenza di acqua dagli strati a gas pliocenico a partire dall'ottavo anno di produzione.

Non verrà pertanto predisposto, allo stato attuale del progetto, un pozzo iniettore.

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

L'acqua derivante dagli strati del Pliocene potrà inoltre essere inviata negli impianti esistenti del gruppo "Santo Stefano Mare" (Edison) tramite condotta di trasporto insieme al gas stesso e trattata e smaltita utilizzando le facilities 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 (closed drains), attività da considerarsi assolutamente saltuarie e programmate.

Nel sistema "closed drain" della piattaforma saranno convogliati anche i fluidi in fase liquida prodotti durante lo spurgo pozzi olio, che può essere eseguita all'inizio della vita produttiva di ciascun pozzo ed ha durata estremamente limitata.

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 cordonate, ecc.

Tutti i drenaggi (oleosi e non oleosi) vengono raccolti da un apposito sistema di drenaggio tramite due reti di raccolta separate: una dedicata al collettamento dei drenaggi chiusi (acque di produzione), l'altra dei drenaggi aperti (acque potenzialmente oleose, provenienti da bacini di contenimento serbatoi, dal lavaggio aree cordolate, ecc).

Entrambi i collettori convogliano i fluidi raccolti ad un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina e quindi smaltiti a terra. In nessun caso tali acque saranno scaricate in mare.

Le acque di sentina dei mezzi navali impiegati verranno periodicamente scaricate a terra o, nei casi di prolungata permanenza in mare (FPSO), prelevati con bettolina e trasportati a terra.

9.2 E nella fase di perforazione?

La piattaforma di perforazione e' dotata dei seguenti sistemi antinquinamento:

- Tutti i piani di lavoro (piano sonda, main deck, ecc.) sono provvisti di drenaggi che impediscono qualsiasi fuoriuscita in mare e raccolgono le acque piovane, quelle di lavaggio impianto e gli eventuali sversamenti di fango sui piani in apposite vasche;
- Le vasche contenenti refluo e rifiuti vengono periodicamente svuotate con trasbordo nelle cisterne della nave appoggio (supply-vessel), che staziona 24 ore su 24 nelle immediate vicinanze della piattaforma, e trasporta a terra a idonei recapiti per lo smaltimento;
- La sala macchine, la zona pompe e quella motori sono dotate di sentina per la raccolta di liquidi oleosi provenienti da tutte le zone in cui sono possibili sversamenti di oli lubrificanti;
- I detriti perforati, separati dal fango di perforazione ai vibrovagli, sono raccolti da una coclea ed inviati ad un cassonetto di raccolta per essere poi inviati a terra;

I rifiuti di bordo (lattine, bottiglie, imballaggi, ecc.) vengono raccolti separatamente in cassonetti e periodicamente trasferiti sulla nave appoggio per il trasporto a terra.

10. Cosa succede in caso di incidente e fuoriuscita di idrocarburi durante la perforazione di un pozzo?

10.1 II BLOW-OUT

Nella fase di PERFORAZIONE il rischio di maggiore rilievo e' sicuramente costituito dal Blow-out del Pozzo.

Con il termine blow-out, nell'industria petrolifera si intende generalmente una risalita accidentale e incontrollata in superficie di fluidi in pozzo (inizialmente fango, poi eventualmente fluidi di strato come olio, gas o acqua), durante l'attività di perforazione di un pozzo.

Tuttavia la fuoriuscita di idrocarburi per effetto di un incidente durante la perforazione di un pozzo è un evento a bassa probabilità di accadimento, come testimoniano le statistiche in merito.

In particolare, si evidenzia che nel caso del giacimento di Ombrina, il rischio di eruzione incontrollata del pozzo e la conseguente potenziale fuoriuscita di petrolio è praticamente nullo poiché il giacimento si trova in condizioni di normale pressione idrostatica (non sovrappressione) e pertanto il rilascio spontaneo di petrolio in mare non può avvenire, anche in condizioni di emergenza o di non controllo del pozzo, in quanto contrastato totalmente dalla pressione esercitata dalla colonna d'acqua sovrastante.

Tale considerazione è supportata da una esaustiva conoscenza del regime delle pressioni esistenti nel sottosuolo acquisita attraverso la perforazione dei 3 pozzi perforati sulla struttura di Ombrina e dalle conoscenze regionali riscontrate in analoghe situazioni (pozzi di Elsa 1, Agip 1992; Silvana 1, Agip 1991; Miglianico 1 e 2, ENI 2001 e 2003; Katia 1 e 2 Agip, 1981 - 1986; Rospo Mare 2, Elf, 1978, Aguglia 1, Elf, 1997).

Con il termine blow-out, nell'industria petrolifera si intende generalmente una risalita accidentale e incontrollata in superficie di fluidi in pozzo (inizialmente fango, poi eventualmente fluidi di strato come olio, gas o acqua), durante l'attività di perforazione di un pozzo.

10.2 II BLOW-OUT PREVENTER

L'evenienza di un blow-out è comunemente considerata remota in quanto è contrastata da due barriere fisiche: il fango di perforazione ed i Blow-Out Preventer (BOP, apparecchiature di sicurezza appositamente installate per intercettare la risalita incontrollata dei fluidi di formazione), alle quali va associato un sistema di sicurezza che prevede:

- l'adozione di elevati standard tecnici e procedurali;
- l'impiego di un sistema di controllo ed allarme ridondato;
- adeguato addestramento del personale a gestire prontamente eventuali situazioni di emergenza.

Su questi aspetti, nell'ultimo decennio, l'industria petrolifera ha compiuto continui miglioramenti,, soprattutto in seguito all'evento incidentale del pozzo Trecate 24 (1994), unico evento, fra i 2137 pozzi perforati in Italia negli ultimi 25 anni, in cui si è verificato l'inquinamento della zona circostante la postazione.

10.3 Cosa è cambiato da Trecate in poi...

E' importante sottolineare, mediante il confronto tra le tecnologie adottate a suo tempo per il pozzo Trecate 24 (interessato da un Blow-Up nel febbraio del 1994) e quelle che saranno presenti nei cantieri dei pozzi in progetto, l'evoluzione dal 1994 ad oggi dei sistemi di sicurezza nell'ambito della prevenzione del blow-out.

Nell'ultimo decennio è stato introdotto ed implementato un sistema integrato di sicurezza intrinseca con l'introduzione a testa pozzo, in aggiunta ai BOP, di ganasce cieche-trancianti, capaci di tagliare le aste di perforazione e chiudere il pozzo in meno di 2 minuti, in sostituzione delle semplici ganasce cieche presenti a Trecate 24 (in cui la fuoriuscita del fluido è avvenuta attraverso la rottura di un'asta di perforazione al di sopra dei BOP).

Inoltre, negli ultimi dieci anni sono stati compiuti continui miglioramenti anche nell'ambito delle procedure operative, del sistema allarmi della cabina surface logging, e della formazione ed addestramento del personale al Controllo Pozzo, fermo restando che il progresso tecnologico rende ogni aspetto dell'esecuzione di un pozzo petrolifero sempre più sicuro e l'eventualità che si verifichi un blow-out sempre più remoto.

Nel paragrafo 2.5.5.1 dello Studio di Impatto Ambientale vengono descritte le tipologie di misure di sicurezza (controllo parametri fango e BOP) adottate nello specifico progetto. In particolare l'esperienza maturata con la perforazione dei pozzi OBM 1 e OBM 2/2dir ha consentito di avere una dettagliata conoscenza dei regimi di pressione nel sottosuolo, ciò che costituisce il presupposto fondamentale per l'elaborazione delle caratteristiche del fango di perforazione e il suo impiego nel controllo dei fluidi di perforazione.

E' infatti compito del fango di perforazione contrastare, con la sua pressione idrostatica, l'ingresso di fluidi di strato nel foro. Perché ciò avvenga la pressione idrostatica esercitata dal fango deve essere sempre superiore o uguale a quella dei fluidi (acqua, olio, gas) contenuti negli strati rocciosi permeabili attraversati; quindi il fango di perforazione deve essere appesantito a una densità adeguata. Per particolari situazioni geologiche i fluidi di strato possono avere anche pressione superiore a quella dovuta al solo gradiente idrostatico dell'acqua. In questi casi si può avere un imprevisto ingresso dei fluidi di strato nel pozzo, i quali, avendo densità inferiori al fango, risalgono verso la superficie (kick). La condizione descritta si riconosce inequivocabilmente dall'aumento del volume di fango nelle vasche. Per prevenire i blow out si utilizzano apparecchiature di sicurezza già citate, che vengono montate sulla testa pozzo. Esse prendono il nome di blow-out preventers (B.O.P.) e la loro azione è quella di chiudere il pozzo, sia esso libero che attraversato da attrezzature (aste, casing, ecc.). I B.O.P. possono essere di tipo anulare o a ganasce.

Affinché una volta chiuso l'annulus (corona circolare compresa tra la parete del foro e le aste) per mezzo dei B.O.P. non si abbia risalita del fluido di strato all'interno delle aste di perforazione, sulla batteria di perforazione e nel top drive sono disposte apposite valvole di arresto (inside BOP e kelly cock). Il B.O.P. anulare, o a sacco per la forma dell'organo di chiusura, è montato superiormente a tutti gli altri.

Esso dispone di un elemento in gomma, opportunamente sagomato, che sollecitato da un pistone idraulico con spinta in senso assiale, si deforma aderendo al profilo dell'elemento interno garantendo una chiusura ermetica. La chiusura viene in tal modo garantita quali che siano il diametro e la sagomatura della batteria di perforazione o di casing. Anche nel caso di pozzo libero dalla batteria di perforazione, il B.O.P. anulare assicura sempre una notevole tenuta.

Il B.O.P. a ganasce dispone di due saracinesche prismatiche, opportunamente sagomate per potersi adattare al diametro delle attrezzature presenti in pozzo; il numero e la dimensione delle ganasce è in funzione del diametro degli elementi costituenti la batteria di perforazione.

E' presente anche un set di ganasce trancianti, che opera la chiusura totale del pozzo quando questo è libero da attrezzature.

Questi elementi sono normalmente assemblati a formare lo "stack BOP", generalmente composto da 1 o 2 elementi a sacco e 3 o 4 elementi a ganasce (una recente norma tecnica prevede un'ulteriore ganascia: per un totale di 5 elementi).

Le funzioni dei BOP, così come quelle di tutte le valvole e delle linee di circolazione del fango, sono operate dalla superficie tramite comandi elettroidraulici; tutte le funzioni ed i comandi sono ridondanti e "fail safe" (ossia chiudono in assenza di pressione del fluido operativo di comando, causata da un qualsiasi guasto o incidente possa avvenire).



11. Cosa succede in caso di 'rottura' di una condotta o di un'apparecchiatura?

11.1 Interventi in caso di rilasci e sversamenti accidentali

In relazione al rischio di rottura di linee o apparecchiature contenenti gas che possono dare origine a perdite ed emissioni in atmosfera, il normale sistema di sicurezza e blocco, progettato per prevenire tutte le condizioni potenzialmente pericolose che possono degenerare in incidenti e per minimizzarne le conseguenze, permette di fermare l'impianto, o parte di esso, non appena si verifici un'anomalia di funzionamento, un guasto o un incidente.

Nello specifico, in accordo alle API RP 14J, tale sistema di sicurezza deve raggiungere in modo pienamente soddisfacente i seguenti obiettivi:

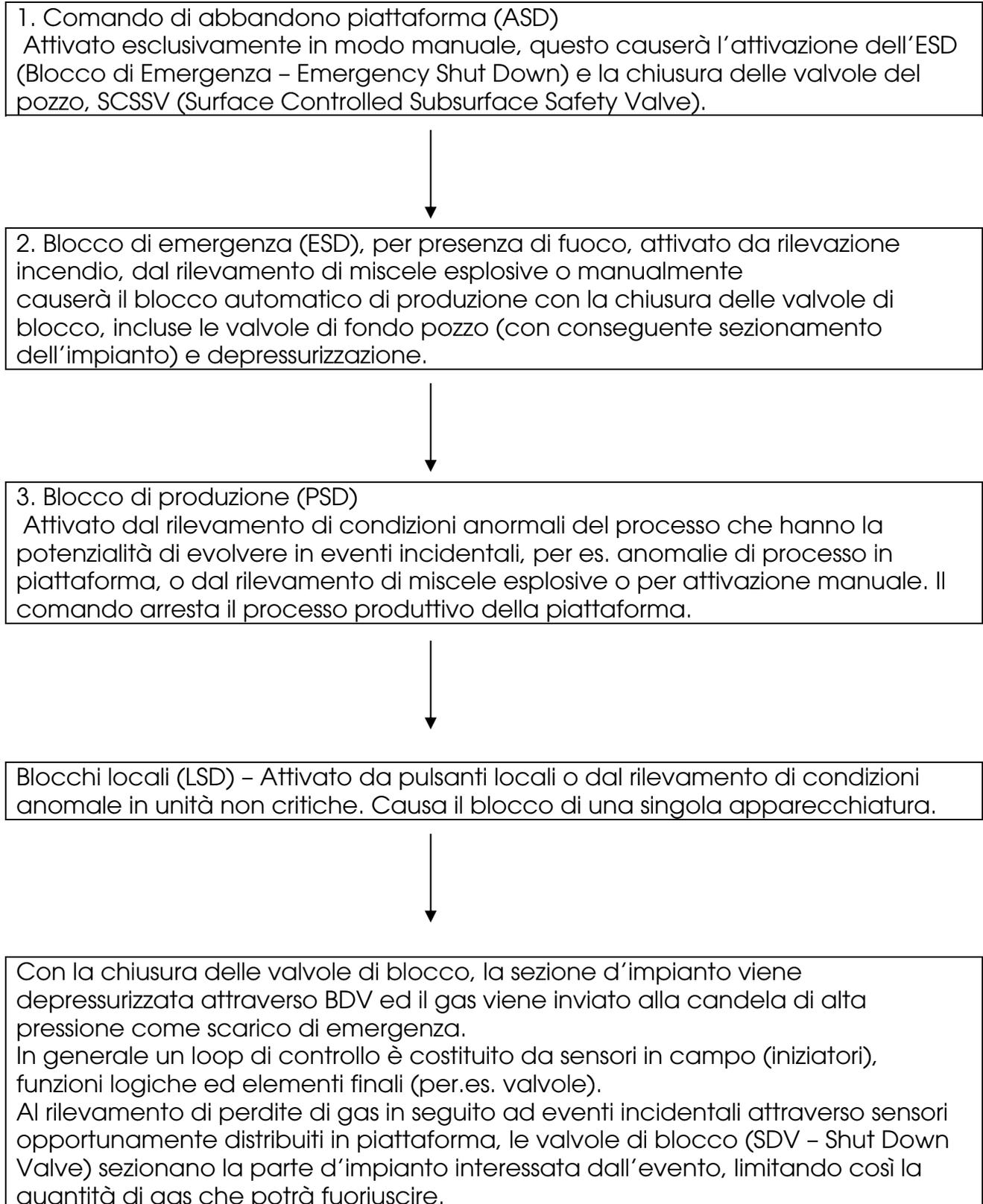
- Contenere gli idrocarburi: limitare la perdita isolando i flussi in ingresso ed in uscita;
- Prevenire l'innescò: eliminare le potenziali sorgenti di innesco.

Le funzioni principali del sistema di blocco automatico sono invece:

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

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

11.2 Infografica



12.FPSO : Numeri, Safety Record

"...Nello studio si sono poi presi ed elencati tutti gli incidenti delle FPSO britanniche per le annate 1993-2002 e si è ottenuta la tabella 2.2 di cui sopra...Hanno circa 300 episodi l'anno di incidenti che durano più di 3 giorni... 16 riversamenti a mare di sostanze tossiche non petrolifere... 1 potenziale scontro fra FPSO... Cara MOG, bella mia, con i numeri c'e' poco da discutere - prendete questa Nave FPSO e fatevici una bella crociera al sapore di idrogeno solforato lontano da noi! Il documento originale e' qui: [Analysis of accident statistics for floating monohull and fixed installations. \(a cura di Martin Muncer,2003\)](#)"

(Fonte : Web/Blog)

"...il 48% degli incidenti registrato nelle FPSO comporta perdita in mare di idrocarburi..."

(Dichiarazione Conferenza Stampa Associazione in data 20/03/2013 – ripresa da diversi Organi di Comunicazione)

12.1 I numeri (Fonte:"Worldwide Survey of Floating Production,Storage and Offloading Units - Offshore Magazine/Group Mustang- [Agosto 2012](#))

L'industria dell'Oil&Gas ha cominciato ad impiegare unità FPSO sin dagli anni 70.

Shell e Petrobas furono in quegli anni le prime Oil Company ad utilizzarle: Shell al largo delle coste spagnole (1977) e Petrobas al largo delle coste brasiliane (1978).

Attualmente operano nel mondo oltre 150 FPSO (di cui 21 solo nel Mare del Nord).

In Italia (nel Mare Adriatico, ad est dalla costa pugliese di Brindisi) ha ripreso ad operare la FPSO "Firenze" (che già è stata utilizzata nella stessa area dal 1998 al 2006)

Sempre in Adriatico, presso il campo offshore di "Rospo Mare" (20 km al largo della costa di Pescara) ha già operato la FPSO "Alba Marina" (tuttora viene impiegato un omonimo mezzo navale, ma quale "FSO").

Nel Mediterraneo attualmente operano 5 FPSO (2 al largo delle coste tunisine, 1 al largo di quelle libiche, 1 di quelle egiziane e l'italiana 'Firenza' citata).

Presso il Giacimento Offshore di Zaafarana (al largo delle coste dell'Egitto- a nord del Golfo di Suez) AD UNA DISTANZA DALLA COSTA DI 6,5 km e con un battente d'acqua di metri 57 di profondità, dal Nov. 1994, opera la 'Al Zaafarana', una FPSO di 260 m di lunghezza per 40 di larghezza, stazza corrispondente a 127.000 ton. Non vengono riportati incidenti di rilievo (Fonte: Metzger-Salmond, FPSO ENVIRONMENTAL-RISK MANAGEMENT, April 2010).

Dall'inizio del 2012, al largo della Louisiana, nel Golfo del Messico, opera una FPSO (in acque profonde) sotto l'egida della Oil Company "Petrobas America".

Una seconda FPSO- sempre al largo della Louisiana, nel Golfo del Messico- è stata autorizzata ad operare sotto l'egida della Oil Company Royal Dutch Shell plc (Shell)

12.2 FPSO nel Mare del Nord

12 differenti compagnie hanno in quest'area impiegato, nel corso degli anni, FPSO (ne sono 21 attualmente).

Non ci sono mai stato gravi incendi in quest'area per quanto riguarda tali unità.

12.3 Studi

Rigorosi studi in materia di ricadute ambientali e di sicurezza sono state condotte dall'US MMS a partire dalla decisione di quest'organo (Gennaio 2001) di ammettere la soluzione tecnica sottesa all'impiego di Unità FPSO nell'area centrale e occidentale del Golfo del Messico in acqua profonda.

Numerosi altri studi sono stati condotti sulle attività nel Mare del Nord.

Riferimento studio	indicazioni
Det Norske Veritas (DNV),2001, "Frequency analysis of accidental oil releases from FPSO Operations in the Gulf of Mexico- Final Report",New Orleans,2001	<p>Il dato della "frequenza "e dei "rilasci" di idrocarburi liquidi viene sviluppato mediante tecniche ed analisi del rischio predittive ('Fault Tree Analysis' e della 'Event Tree Analysis').</p> <p>La proiezione dei dati indica che un rilascio superiore a 1.000 barili (circa 160 mc) di olio possa verificarsi <u>0,037</u> volte durante tutto il ciclo produttivo di una FPSO (ciclo produttivo pari al trattamento complessivo di 1 miliardo di barili olio-bbl).</p> <p>Solo il 5% del volume complessivo dei rilasci possibili viene attribuito alle attività proprie della FPSO (laddove una quota di circa il 90% viene associato a possibilità di incidenti dei tanker di collegamento con la costa o col porto più vicino)</p>
Regg. et al., "Deepwater Development", New Orleans,2000	<p>Fa riferimento ai 13 anni di dati rivenienti dall'attività d'unità Exxon di trattamento e stoccaggio offshore al largo delle coste della California.</p> <p>Entro un record rappresentato da 23 rilasci - registrati durante il periodo di osservazione- 19 sono da classificarsi al di sotto della soglia del singolo barile/olio-bbl.</p>
Vinnem et al., Systematic Analysis of Operational Safety of FPSOs- paper SPE, June 2000.	<p>Conferma l'assenza di rilasci associati a danni ambientali gravi in oltre 20 anni di operazioni delle unità FPSO nel mondo</p>
UK HSE, Offshore Hydrocarbon Release Statistics (HSE 2003)	<p>Quantifica il contributo agli 'spills' (1996-2001) registrati nel Mar del Nord (complessivi, <u>per tutte le attività dell'Oil&Gas</u>) - da parte delle 25 unità FPSO- in circa il 20% del totale.</p> <p>Il 90% dei rilasci registrati interessa volumi inferiori agli 0,8 mc (corrispondente alla tonnellata).</p>
UK HSE, Research Report 047 (Muncer 2003)	<p>Nel 48% degli incidenti occorsi ad unità FPSO vi è rilascio di idrocarburi; il 5% vengono provocati da collisioni con vessels.</p> <p>Si conferma l'esiguità dei volumi interessati dai singoli rilasci.</p> <p>(cfr. Paragrafo seguente "Bibliografia" per le fondamentali indicazioni/avvertenze di lettura esposte dall'Autore)</p>

12.4 Bibliografia

Infine, le pubblicazioni più citate nel dibattito pubblico (con in evidenza, però, i paragrafi di considerazioni ed indicazioni metodologiche solitamente ignorati):

1) *“Analysis of accident statistics for floating monohull and fixed installations”*, a cura di Martin Muncer, sotto l’egida dell’Health and Safety Executive, 2003 (l’Health and Safety Executive è l’Ente statale inglese per la sicurezza sul lavoro).

In realtà l’autore accompagna accortamente le considerazioni espresse con frasi di questo tipo:

- *“...Although there were no fatalities in the floating production population, indications are that the rates for injuries on FPSOs were approximately twice the rate of the total offshore population, and have reduced in 2002 to approximately the same rate. Similarly normalised rates of dangerous occurrences for FPSO/FSUs are approximately twice those of the total offshore population. The difference may be due to the methods used for the calculation of population data...”*.
- *“...It can be noted that FPSOs show the same downward trend in incidents as for all installations...”*.
- *“An alternative presentation of the data based on incidents per installation shows that FPSOs have in 2002 the same dangerous occurrence rate as for all installations. This figure has reduced from 50% in excess of other installation types in 1998/99”*.

2) Accident Statistics for Offshore Units on the UKCS 1990-2007, dell’Health and Safety Executive, 2009.

Fondamentale la notazione sul conteggio ed esposizione di “accident” e “occurrences” :

One accident may comprise a chain of consecutive events (accident outcomes or occurrences), e.g. a blowout resulting in explosion, fire and oil spill. This means that one single accident or incident may give rise to several occurrences. The total number of occurrences will thus be much higher than the total number of accidents recorded. When giving frequencies per type of event, this is presented as number of occurrences per unit per year. However, when presenting frequencies irrespective of type of event, the figures are given as number of accidents per unit per year.

13. "Ombrina: un fattore duemila, più o meno"

"Ci si puo' fidare di qualsiasi cosa che possa uscire dalla penna della Medoilgas di Londra? "

(Web/Blog- <http://dorsogna.blogspot.it/2013/07/ombrina-un-fattore-duemila-piu-o-meno.html> - circostanze poi riprese in Osservazioni e Studi depositati presso il MATTM)

1. Premessa.

- Più di 500 pagine tra Studio di Impatto Ambientale e Relazione sulle Emissioni in Atmosfera;
- un apparato tabellare di oltre 100 tabelle e grafici;
- 6 allegati nella sola Relazione Tecnica sulle Emissioni in Atmosfera.

Questi i numeri della documentazione depositata da Medoilgas Italia SpA presso le Autorità Competenti - e consultabile sul Portale del Ministero dell'Ambiente- per il profilo ambientale del Progetto di Sviluppo del giacimento offshore "Ombrina Mare".

Isolare 1-2 tabelle dal contesto generale, passare disinvoltamente da una pagina all'altra della mole documentale e dedurre la presenza di chissà "quanti altri errori nella valutazione di impatto ambientale di Ombrina ed in tutte le altre che vengono depositate a Roma" appare un'operazione opinabile.

2. Struttura della Relazione Tecnica sulle Emissioni in Atmosfera

La Relazione Tecnica sulle Emissioni in Atmosfera non fa altro che caratterizzare le emissioni di ciascun impianto presente con l'indicazione di :

- portata totale dei fumi di combustione;
- concentrazione per singolo agente inquinante;
- raffronto con il valore limite di emissione (limite di legge).

Questo, senza eccezione, per ciascun impianto che possa costituire fonte di emissioni in atmosfera.

Il sistema di generazione elettrica principale per il funzionamento degli impianti descritti nel Progetto di Sviluppo di Ombrina Mare, in particolare, è costituito da due generatori, alimentati dallo stesso gas di giacimento, ubicati sull'Unità FPSO (Unità navale di primo trattamento e stoccaggio temporaneo degli idrocarburi liquidi estratti).

I valori limiti di legge (contenuti nel Decreto Legislativo 152/2006), per le emissioni, sono espressi propriamente quali valori di concentrazione dell'inquinante all'interno del totale dei fumi di combustione emessi, quindi: in milligrammi (di inquinante) al normal-metro cubo (di fumi di combustione).

Ora, come attestato anche dal lavoro di comparazione tabellare esposto nel testo del Blog, vi è assoluta uniformità nella vasta documentazione prodotta da Medoilgas Italia in merito al valore - espresso in milligrammi al metro cubo - della concentrazione dei singoli inquinanti, per ciascuna fonte di emissione esaminata (nel caso particolare, l' "esercizio" viene appunto svolto sui motori a gas per il sistema di generazione elettrica):

Ecco la caratterizzazione delle emissioni costituite 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)

“

(pagina 49, sezione 5.2.2, "Relazione sulle Emissioni in Atmosfera")

Questi dati vengono, quindi, sempre nella Relazione sulle Emissioni in Atmosfera raffrontati con i limiti di legge - espressi anch'essi in **milligrammi al metro cubo**:

“

EMISSIONE DA MOTORE A GAS PER LA GENERAZIONE ELETTRICA PRINCIPALE		
Portata totale dei fumi di combustione (stima) 7189 kg/h (5453 Nm ³ /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/Nm ³ 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/Nm ³ .		

”

(pagina 50, sezione 5.2.2, “Relazione sulle Emissioni in Atmosfera”)

Ed ancora:

MOTORE 1 MW		
operatività	8'760	ore/anno
portata fumi	7'198	kg/h
portata fumi	5'453	Nm ³ /h
portata fumi	1.51	Nm ³ /s
portata fumi	4.30	m ³ /s
altezza (L.A.T.)	30.5	m
diametro	0,102	m
velocità fumi	42	m/s
temperatura fumi	448	°C
NOx	250	mg/Nm ³
CO	650	mg/Nm ³
NMHC	376	mg/Nm ³
SOx	10	mg/Nm ³

(pagina 16, Sezione 4.2, Unità FPSO, Allegato 6 alla Relazione sulle Emissioni in Atmosfera "Analisi degli effetti sulla qualità dell'aria delle emissioni in atmosfera")

E' agevole riscontrare che:

- in ciascuna sezione della Relazione sulle Emissioni in Atmosfera (allegati compresi), presentata da Medoilgas Italia SpA, **la rappresentazione del valore in milligrammi al metro cubo dei singoli inquinanti emessi dai motori gas** -a servizio della generazione di energia elettrica per gli impianti di Ombrina Mare- **risulta uniforme e correttamente espressa;**

- **le concentrazioni nelle emissioni degli inquinanti del progetto Ombrina Mare rispettano i valori limite di legge** (espressi, sempre in concentrazione, nel Dlgs. 152/2006).

Quanto alla rappresentazione in grammi al secondo (g/s) delle medesime emissioni (già correttamente identificate dal punto di vista delle concentrazioni in milligrammi al metro cubo : mg/mc), è doveroso notare che proprio laddove il dato del flusso di massa (in grammi al secondo) sia rilevante (ai fini del modello di diffusione degli inquinanti), esso si presenti assolutamente corretto:

MOTORE 1 MW		
operatività	8'760	ore/anno
portata fumi	7'198	kg/h
portata fumi	5'453	Nm ³ /h
portata fumi	1.51	Nm ³ /s
portata fumi	4.30	m ³ /s
altezza (L.A.T.)	30.5	m
diametro	0,102	m
velocità fumi	42	m/s
temperatura fumi	448	°C
NOx	250	mg/Nm ³
CO	650	mg/Nm ³
NMHC	376	mg/Nm ³
SOx	10	mg/Nm ³
NOx	0.379	g/s
CO	0.985	g/s
NMHC	0.570	g/s
SOx	0.015	g/s

Ed in particolare:

NOx	0.379	g/s
CO	0.985	g/s
NMHC	0.570	g/s
SOx	0.015	g/s

(pagina 16, Sezione 4.2, Unità FPSO, Allegato 6 alla Relazione sulle Emissioni in Atmosfera "Analisi degli effetti sulla qualità dell'aria delle emissioni in atmosfera")

3. Riepilogo

Quindi, riepilogando:

- La Tabella corretta delle emissioni stimate, utilizzata per le simulazioni delle dispersioni in atmosfera degli inquinanti è quella contenuta nell'ALLEGATO 6, parte integrante della Relazione sulle Emissioni in Atmosfera (pagina 16, Sezione 4.2, Unità FPSO, Allegato 6 alla Relazione sulle Emissioni in Atmosfera "Analisi degli effetti sulla qualità dell'aria delle emissioni in atmosfera");

- Risulta corretta anche la tabella di pag.50 della Relazione sulle Emissioni in Atmosfera, nell'indicazione delle concentrazioni in milligrammi al normal-metro cubo dei diversi inquinanti contenuti nei fumi di scarico (vale a dire di quelle concentrazioni da porre a diretto confronto con i limiti di legge fissati - nella norma di riferimento, il Dlgs 152/2006- appunto in milligrammi al normal metro cubo: mg/Nmc);

1.

- Risulta del tutto ininfluenza, sia sul rispetto dei limiti di emissione (espressi in mg/Nm³: corretti e congruenti), che sull'elaborazione della simulazione di dispersione inquinanti (allegato 6, nel quale la tabella è corretta e congruente nell'indicazione dei grammi al secondo:g/s), "la pietra dello scandalo" individuata - nel testo del Blog -a pagina 49, sezione 5.2.2 della "Relazione sulle Emissioni in Atmosfera" presentata da Medoilgas Italia SpA: il refuso della cifra "30", reiterata su una colonna tabellare (indicazione in grammi al secondo che non inficia i valori-corretti- delle concentrazioni in mg/Nmc, esposti peraltro nella medesima tabella).

4. Un esempio di calcolo : il "CO" (Monossido di Carbonio)

Ancora la Tabella citata:

"

- 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)

"

(pagina 49, sezione 5.2.2, "Relazione sulle Emissioni in Atmosfera")

<i>Dalla concentrazione (in Nm³/h al flusso di massa in g/s) : l'esempio del CO per i motori-generatori a gas</i>
I fumi di combustione contengono 650 mg di CO per ogni Nm ³ di fumi di scarico
Il flusso di massa dei fumi dallo scarico è di 7198 kg/h, che si possono esprimere in termini di Nm ³ /h = 5453 (con densità dei fumi di combustione, quindi, pari a circa 1,3 alle condizioni normali)
Moltiplichiamo la concentrazione dell'inquinante CO presente nei fumi (650 mg/Nm ³) per il flusso di massa dei fumi stessi (5453 Nm ³ /h), ottenendo 3.544.450 mc/Nm ³
Dividiamo il risultato per 3600 (conversione da ore a secondi del denominatore) = 3.544.450/3600 = 984,56944 mc/Nm ³
Dividiamo per 1000 il risultato (passaggio da mg/s a g/s) = 984,56944/1000 = <u>0,985 g/s</u>

Si ottengono cioè esattamente i valori della tabella a pag 16 dell'allegato 6:

NOx	0.379	g/s
CO	0.985	g/s
NMHC	0.570	g/s
SOx	0.015	g/s

5. Osservazione finale

Lascia, perplessi ,piuttosto, che, a fronte della segnalazione d'un mero refuso, si possa argomentare con interrogativi del tipo "Quali sono i valori veri?", oppure con affermazioni di questo tenore: "Ora, come detto, potrebbe essere un errore, ma che errore!".

Osserviamo, allora, ancora la tabella "incriminata"

“

- 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

“

(pagina 49, sezione 5.2.2, "Relazione sulle Emissioni in Atmosfera")

Ora, la possibilità di riconoscere il refuso nell'indicazione, ivi contenuta, dei valori in g/s e assumere correttamente il dato (sempre in g/s), contenuto in altra sezione del Documento, deriva dall'idea stessa di potersi rappresentare un'emissione di 30 g/s (grammi per secondo) di idrocarburi non metanici non combustibili (NMHC)...

Vale a dire più di 100 kg/h (chilogrammi per ora) di emissioni di idrocarburi non metanici!

Questo da un motore a gas alimentato da 230 Nm³/h (normal-metri cubo per ora) di gas di giacimento, per il 99% composto da metano (quindi circa 160 kg/h) !

Insomma...se non si trattasse d'un refuso (prontamente emendabile mediante un semplice raffronto con altre sezioni della documentazione), avremmo come input del motore circa 2 kg/h di NMHC (idrocarburi non metanici) per ottenerne, dopo la combustione, come output in emissione, circa 100 kg/h!

14. Sulla presunta violazione della Direttiva 2010/75/UE e delle *Bref* di riferimento : Osservazioni da parte della Regione Abruzzo (documento approvato con DGR 490-2014)

Non risulta verificato che il MATTM assimili a "grandi impianti di combustione" le piattaforme offshore. La categoria "altri impianti" è infatti riferita al PUNTO 1.4BIS dell'allegato VIII alla parte II del D.Lgs 152/2006.

Nella versione pre-DLgs 46/2014 la categoria risultava essere:

"1.4-bis impianti terminali di rigassificazione e altri impianti localizzati in mare su piattaforme offshore".

Nella versione 'post-DLgs 46/2014' è diventata:

"1.4-bis attività svolte su terminali di rigassificazione e altre installazioni localizzate in mare su piattaforme off-shore, esclusi quelli che non effettuano 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".

Perciò la definizione che si legge nella tabella sul sito del MATMM "Altri impianti" è riferita al punto 1.4bis dell'allegato 8 e non al punto 1.1.

Alcuni di questi 7 impianti offshore poi hanno anche un'altra caratteristica: oltre a rientrare nella categoria 1.4bis, rientrano anche nella categoria 1.1 (prima del D.Lgs 46/2014 la categoria era "Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW", dopo il D.Lgs 46/2014 la categoria 1.1 è diventata "Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW"). Il motivo è che la potenza termica nominale complessiva di alcune di queste piattaforme supera i 50 MW. Si tratta in pratica delle piattaforme di compressione sulle quali ci sono delle turbine associate a compressori di potenza notevole.

La piattaforma Barbara T2 è una di quelle piattaforme con potenza termica nominale TOTALE installata maggiore di 50 MW, infatti nella domanda di AIA, Scheda A-quadro A3, la categoria IPPC indicata è la 1.1 "Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW". Al momento del rilascio dell'autorizzazione AIA di Barbara T2 la categoria 1.4bis

dell'allegato VIII alla parte II del D.Lgs 152/2006 non esisteva (è stato introdotto dal DL 9 febbraio 2012). In pratica gli impianti offshore non erano sottoposti ad AIA prima del 2012 a meno che la potenza termica nominale non superasse 50 MW e ciò accadeva solo per alcune piattaforme di compressione tra le quali Barbara T2. Quindi stiamo parlando di oggetti diversi e di AIA diverse, Barbara T2 ha installati a bordo 4 turbocompressori da 5,5 MW cad., oltre ad avere motori a gas e le normali apparecchiature presenti solitamente su questi impianti. Non è affatto una semplice piattaforma di produzione.

Gli impianti del progetto Ombrina Mare non sono quindi "grandi impianti di combustione" e non rispondono alle rispettive *BAT conclusions* della categoria, sia per formale classificazione che per sostanziali contenuti tecnici.

Per quanto possibile, le singole macchine e impianti presenti su piattaforma ed FPSO faranno sicuramente riferimento alle specifiche BAT delle specifiche apparecchiature per i grandi impianti di combustione, ma non esiste un'unica BREF di riferimento per la categoria IPPC 1.4bis. D'altra parte, nella direttiva 2010/73/CE non esiste il punto 1.4bis nell'all'Allegato I.

SI PUO' ANZI AFFERMARE CHE LA DIRETTIVA 2010/73/CE NON RISULTI AFFATTO APPLICABILE e che TANTO MENO ESISTA LA BREF DI RIFERIMENTO, NEPPURE IN BOZZA.

A sostegno di queste affermazioni, si cita il link del sito sul quale vengono pubblicate le "BREF":

<http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>

Come si può notare, la BREF in DRAFT 2013 è per i grandi impianti di combustione che, è vero, valgono anche per impianti con potenza termica nominale inferiore a 50 MW ,ma pur sempre superiori a 20 MW (ed esclusivamente per alcune categorie). Ombrina è ampiamente lontana anche dai 20 MW.

Si precisa inoltre che:

- L'energia elettrica non è prodotta con motori diesel ma mediante 2 motori gas da 1 MW cad.
- Le turbine per la generazione elettrica funzionano bene da una certa taglia in su (circa 5 MW), perché il consumo di gas per turbine più piccole diventa eccessivo rispetto all'energia prodotta.

15. Dati forniti nello Studio depositato da Medoilgas Italia SpA in materia di impatto sulla qualità dell'aria degli inquinanti

Premessa

- La metodologia utilizzata e descritta nello studio risponde ai requisiti delle linee guida ISPRA :

<http://www.isprambiente.gov.it/files/via/atmosfera-approfondimento.pdf/view>

- Il modello utilizzato e la metodologia ampiamente esposta nello studio sono in linea con le indicazioni di tutti i principali organismi tecnici che supportano gli enti pubblici italiani nelle valutazioni della dispersione in atmosfera e qualità dell'aria ai fini VIA (le ARPA ed ISPRA).
- Le statistiche necessarie per il confronto delle concentrazioni degli inquinanti sulla costa con i valori limite di qualità dell'aria del Dlgs 155/10, sono su base annuale, per cui poi bisognerebbe rielaborare i risultati su molti anni, calcolare percentili, ecc.
- I valori calcolati sono concentrazioni di inquinanti nell'aria in corrispondenza della costa, considerando la sola DISPERSIONE.
- Il fenomeno di dispersione è legato esclusivamente alle caratteristiche anemologiche del sito: velocità e direzione del vento, caratteristiche convettive (rimescolamento atmosferico locale). Quindi in uno stesso luogo la rosa dei venti praticamente non cambia di anno in anno. Le differenze tra un anno e l'altro sono davvero minime, tanto è vero che la rosa dei venti dei dati utilizzati nel modello non si discosta rispetto a quelle riportate nel SIA (derivanti da statistiche multi annuali di stazioni sulla costa vicine al sito di progetto).

In definitiva l'utilizzo, di 1 anno di dati è adeguato in quanto la dispersione dipende esclusivamente dalle condizioni anemologiche e convettive che sono funzione

principalmente del sito, della posizione e non delle differenze climatiche tra un anno e l'altro. La rosa dei venti in anni diversi è molto simile, spesso la stessa; non cambia in modo significativo il risultato se usiamo 1 anno o 10 anni o 50 anni di dati. E la prassi in questo tipo di procedure (VIA) è quella di utilizzare 1 anno di dati.

Direzione dei venti

Le direzioni dei venti non sono "scelte in direzione opposta a quella dei venti prevalenti" (quasi a prefigurare scelte ed omissioni di comodo).

I dati restituiti descrivono, in realtà, il profilo verticale di temperatura, direzione e velocità del vento per 20 quote a partire da 10 m fino a 3838 m.

I dati di direzione e velocità del vento sono stati elaborati per costruire le "rose dei venti" che descrivono la frequenza di provenienza del vento dalle diverse direzioni, includendo anche l'informazione relativa alla velocità.

Le simulazioni effettuate con i dati meteorologici Lama e il modello Calpuff tengono conto, quindi, delle variazioni di temperatura, direzione e velocità del vento all'aumentare della quota.

Rappresentatività dei dati

L'osservazione inerisce la rappresentatività stessa dei dati meteo.

Il file di dati meteo è composto da dati meteo orari di 1 anno.

E' quindi rappresentativo di stagionalità e addirittura dell'alternanza giorno-notte.

Il file meteo è locale ed è stato acquistato dall'ARPA della Regione Emilia Romagna.

Questa lo ha generato dal dataset Lama (Limited Area Meteorological Analysis), prodotto sfruttando le simulazioni del modello meteorologico COSMO e le osservazioni della rete meteorologica internazionale (dati GTS).

Il modello COSMO, come detto, è il modello di riferimento per le previsioni meteorologiche a breve termine (www.arpa.emr.it).

Il servizio al quale è stato richiesto il file di dati meteo è questo:

http://www.arpa.emr.it/sim/?osservazioni_e_dati/datiqaria

I dati sono stati richiesti dando la coordinata a metà strada tra la piattaforma e la FPSO.

Quindi il dato fornito dall'ARPA è un dato meteo locale e puntuale.

E' caratteristico del sito in cui gli inquinanti vengono emessi, come è richiesto dall'input del modello Calpuff.

Non risultano dati "pieni" (senza "buchi orari" significativi cioè) esistenti per la caratterizzazione anemologica e convettiva del sito.

La scelta di ARPA Emilia Romagna è sembrata la migliore : un Soggetto istituzionale accreditato.

Calpuff ha bisogno di dati orari senza 'buchi orari', perciò gli input devono essere consistenti, validati, se necessario interpolati per essere completati.

Nel caso particolare, ARPA Emilia Romagna ha fornito il file garantito/validato.

