

I° SEMINARIO DI AGGIORNAMENTO PER ISPETTORI AMBIENTALI – 26 marzo 2018

Relazioni Istruttorie e Piani di Monitoraggio e Controllo su

**PIATTAFORME OFFSHORE/FPSO
&
CENTRALI DI COMPRESSIONE GAS**

Avv. Marco Fabrizio

1 – Piattaforme Offshore e FPSO: slides da 3 a 35

2 – Centrali di compressione gas: slides da 36 a 57

PIATTAFORME OFFSHORE/FPSO

Oggetto

- Le Piattaforme Offshore e le Floating Production Storage and Offloading unit (FPSO) sono elencate al p. 1.4 bis dell'Allegato VIII alla parte 2 del D.lgs. N. 152/2006 e succ.modd. (introdotto dall'art. 26, c. 1, D.lgs. N. 46/2014): *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.*
-

(segue Oggetto)

- La competenza di AIA nazionale è, inoltre, prevista dal p. 6 dell'Allegato XII alla parte 2 del D.lgs. N. 152/2006 e succ.modd.: *Altri impianti rientranti nelle categorie di cui all'allegato VIII localizzati interamente in mare.*
-

Immagine Piattaforma Offshore



Immagine FPSO



Aspetti caratterizzanti

– Inquadramento territoriale e ambientale

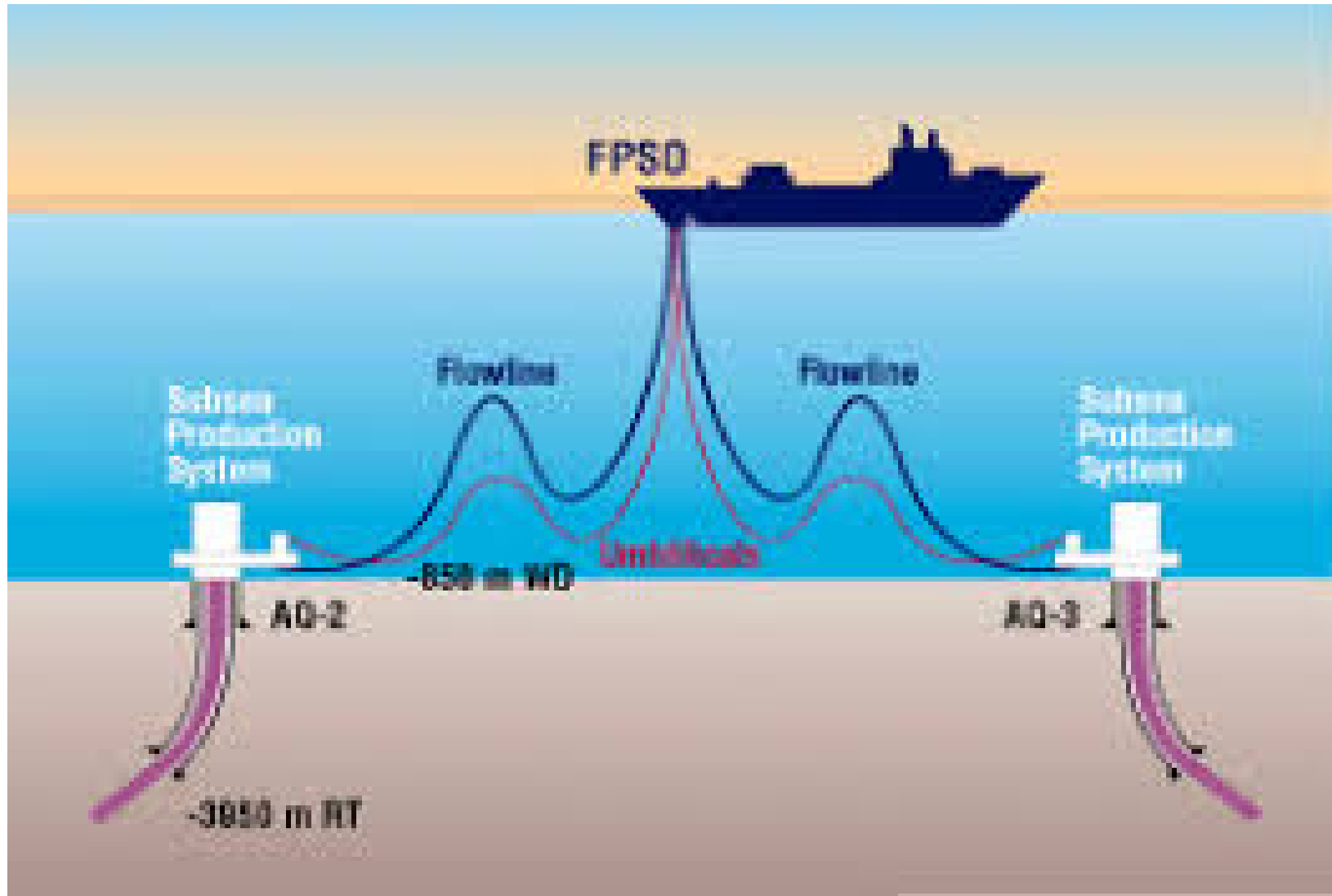
- Possibili parchi marini – aree di notevole interesse pubblico ex artt.135 e 142, D.lgs. N. 42/2004;
 - Possibili siti di rete Natura 2000 o zone Direttiva Habitat 92/43/CEE e Direttiva Uccelli 79/409/CEE (zone SIC e zone ZPS);
 - Possibili Aree marine protette ex l. n.394/1991 e D.M. n. 979/1982, piuttosto che Aree specialmente protette di importanza mediterranea (ASPIM) ex Convenzione di Barcellona 1976 sulla Protezione del Mar Mediterraneo (ratificata con l. n. 30/1979);
 - Regime giuridico delle acque territoriali o internazionali (a sec.: fino od oltre il limite di 12 miglia marine delle acque marine costiere) ex art. 3, 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), ratificata dall'Italia con L. n. 689/1994, più event. localizzazione in Zona Economica Esclusiva (ZEE), Zona contigua al mare territoriale e di contatto con la ZEE, o in Piattaforma continentale italiana (es. Accordo internazionale Italia-Albania del 18 dic. 1992, ratificato con l. n. 147/1995, basato sul principio dell'equidistanza espresso dalla linea mediana dalle coste dei due Paesi rivieraschi, Italia e Albania, senza tener conto delle rispettive linee di base)
-

Aspetti caratterizzanti

– Presupposti giuridici

- **Provvedimento UNMIG alla coltivazione del campo pozzi ex D.P.R. 886/79, art. 28, e R.D. 1443/27, art. 26;**
- **Autorizzazione UNMIG alla posa ed abbandono in sicurezza di *risers* ed ombelicali a fondo mare per futura connessione a nave FPSO/Piattaforma Offshore ed alle teste dei pozzi sottomarini;**
- **Autorizzazione allo scarico in mare delle acque di strato prodotte durante le operazioni di estrazione di idrocarburi liquidi dall'impianto di produzione ex D.M. 28 luglio 1994.**

Schema campo pozzi FPSO





ISPRA

La Ricerca Ambientale

Composizione tipo del fluido del giacimento

Sistema Nazionale
dell'Ambiente

Componenti	%molare
• H ₂ S	0,590
• CO ₂	0,320
• Azoto	0,240
• Metano	31,600
• Etano	9,090
• Propano	6,780
• i-Butano	2,180
• n-Butano	4,440
• i-Pentano	2,340
• n-Pentano	2,590
• n-Esano	5,280
• n-Eptano	4,140
• n-Ottano	4,690
• n-Nonano	3,460
• n-Decano	2,760
• n-C11	1,250
• n-C12	1,170
• > = C13	17,080

Principali moduli installati sul ponte della nave (topside)

- Modulo 01: **torcia di tipo “Grounf Fire”**;
- Modulo 04: gru di servizio;
- Modulo 06: area movimentazione materiali (*Laydown area*);
- Modulo 13: stabilizzazione servizi;
- Modulo 23: **prodotti chimici e disidratazione del gas**;
- Modulo 31: produzione;
- Modulo 49: **rimozione H₂S**;
- Modulo 50: **turbina a gas per la produzione di energia**;
- Modulo 51: quadri elettrici e di controllo;
- Modulo 62: laboratorio;
- Modulo 76: ponte superiore;
- Moduli da 87 a 89: torretta e sistema di ormeggio.

Principali unità di produzione

- Ricezione del fluido dai pozzi sottomarini;
- Separazione del grezzo dall'acqua e dal gas naturale;
- Stabilizzazione e misurazione fiscale dell'olio;
- Stoccaggio dell'olio prodotto nelle tanks di bordo;
- Compressione e disidratazione del gas per il gas lifting;
- Addolcimento (rimozione dell'H₂S) del fuel gas e del gas in eccesso;
- Utilizzo del gas naturale separato dal grezzo per il gas lifting e la produzione di energia termica ed elettrica per l'auto sostentamento dell'impianto FPSO;
- Eliminazione in torcia del gas in eccesso;
- Trattamento dell'acqua di produzione in modo da rispettare i limiti di scarico di legge.

Valori Limite per gas di coda

- Ai sensi del par. 2.2, *Emissioni da combustione di gas di coda*, della sezione due, *Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici*, parte IV dell'Allegato I alla parte quinta del D.lgs. n. 152/2006 e succ. modd., *“I gas di coda derivanti dalle centrali di raccolta e trattamento di idrocarburi liquidi e gassosi, se non utilizzati come combustibili, devono essere convogliati ad unita' di termodistruzione in cui la combustione deve avvenire ad una temperatura minima di 950 °C per un tempo di almeno 2 secondi e con eccesso di ossigeno non inferiore al 6%.*
 - *A tali emissioni si applicano i limiti seguenti:*
 - *Ossidi di zolfo espressi come SO₂: 1200 mg/Nm³*
 - *Idrogeno solforato : 10 mg/Nm³*
 - *Ossidi di azoto espressi come NO_x: 350 mg/Nm³*
 - *Monossido di carbonio: 100 mg/Nm³*
 - *Sostanze organiche volatili espresso come carbonio organico totale: 20 mg/Nm³*
 - *Polveri: 10 mg/Nm³*
 - *Inoltre quale unita' di riserva a quella di termodistruzione deve essere prevista una torcia, con pilota, in grado di assicurare una efficienza minima di combustione del 99% espressa come CO₂ / (CO₂ +CO)”*
-

Valori limite per le “acque di strato”

Ai sensi del par. 2, Allegato I al D.M. 28 luglio 1994, *Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti idrocarburi liquidi e gassosi*, si intendono per “**acque di strato**” (acque di formazione e/o di processo): le “**acque fossili, presenti nelle formazioni geologiche associate agli idrocarburi, che si separano durante il processo di produzione degli stessi (acque di formazione) ovvero aggiunte durante il processo di produzione per mantenere in pressione il giacimento (acque di processo)**”.

Energia/Vapore

- Fabbisogno energetico garantito da turbogeneratori alimentati a *fuel gas* di processo e a gasolio durante la fase di start up.
 - Il gas originato dai processi di trattamento del fluido di giacimento è lo stesso utilizzato per la generazione di energia elettrica necessaria allo svolgimento delle attività di produzione.
 - Potenza in genere inferiore ai 15MWe: oggi riconducibili alla disciplina dei **MEDI IMPIANTI**
 - Il sistema di generazione del vapore è garantito attraverso boiler alimentati a *fuel gas* di processo, con utilizzo per i seguenti scopi: impianti utilizzanti vapore sul *top sides* (colonna di stabilizzazione del re boiler; riscaldatore di olio grezzo; generatori di *fresh water*; sistema di rimozione dell'H₂S); *cargo pumps*; generatori di *fresh waters* per i vessel; preriscaldamento dell'olio lubrificante e del gasolio nella sala motori; acqua calda; *blowing of sea chests*; altri consumi minori
-

Impianti minori

- **La torretta e il sistema di ormeggio**, attraverso la quale transitano olio idraulico, energia elettrica, additivi chimici, gas di sollevamento (dalla FPSO ai pozzi) e il prodotto proveniente dai pozzi e diretto agli impianti di trattamento installati sul ponte;
 - **La gru di servizio ed altro sistemi di sollevamento/movimentazione dei materiali**,
 - **Gli alloggi**, da poche unità (Offshore) e varie decine (FPSO);
 - **Il riscaldamento, la ventilazione ed il condizionamento (HVAC)**, a servizi delle aree adibite al personale, sala controllo etc.
 - **L'eliporto**;
 - **Il sistema di illuminazione**;
 - **Il sistema di zavorra – per FPSO (cisterne di fondo e di poppa/prua)**;
 - **Il sistema sentine**, per il collettamento e lo stoccaggio di tutte le acque provenienti dalle aree con presenza di macchinari e tenute;
 - **Il sistema drenaggi aperti**, costituito da collettori dove vengono raccolti tutti i drenaggi provenienti dalle aree classificate come pericolose (primo drenaggio) e i drenaggi delle aree non pericolose (secondo drenaggio);
 - **Il sistema drenaggi chiusi**, dal processo e convogliati all'interno di un collettore dedicato corredato da pompe in grado di ricircolare al separatore in ingresso ;
 - **Il sistema di iniezione chemicals**, destinata ad accogliere i serbatoi di stoccaggio dei chemicals utilizzati nel processo di trattamento dei fluidi estratti dai pozzi;
-

(segue Impianti minori)

- **Sistema di trattamento degli scarichi civili**, allo scopo di “disinfettare” le acque reflue civili prima dello scarico a mare, previa trattamento biologico, conformemente ai requisiti della MARPOL 73/78, Annex IV, MEPC 159(55) (processi di aerazione, chiarificazione, clorazione e disinfezione, e successivo scarico a mare attraverso pompe controllate da interruttori di livello);
- **Serbatoi dedicato allo stoccaggio dei fluidi fuori specifica**, es. per l’olio e per l’acqua, con pompe di invio dell’olio e dell’acqua fuori specifica al separatore del *Topside* per essere ritratate nel processo di produzione e successivo scarico a mare, sec. Convenzione MARPOL, qualora siano soddisfatti i limiti previsti per il contenuto di olio e di H₂S;
- **Sistema di comunicazione** (sistema radio, radar, sistema satellitare etc.);
- **Aiuti alla navigazione**, quali contrassegni/segnalazioni marine consistenti in segnali luminosi di navigazione, a prora e a poppa, nonché avvisatori acustici elettrici, a prora e a poppa;
- **Sistemi aria strumenti e servizi**, per la produzione di aria a 30 bar per la partenza dei motori principali e ausiliari, nonché per l’alimentazione del sistema di allarme CO₂, per il sistema rapido di chiusura delle valvole sui serbatoi del sistema olio combustibile e aria compressa per le utenze aria strumenti e servizi (oltre che per il sistema di allarme generale)
- **Protezione contro la corrosione**, speciali vernici periodicamente (8-15 anni) ridiscese in condizioni dry, oltre che in anodi sacrificali presenti internamente allo scafo contro la corrosione delle acque di sentina/produzione

Principali Materiali in ingresso

- **Fluido estratto** (da cui *fuel gas* di giacimento, derivante dal gas di giacimento appositamente separato dall'olio grezzo estratto ed utilizzato per lo svolgimento di talune attività, quali: Fase di start-up della turbina a gas e della caldaia; Motore della gru diesel; Funzionamento del generatore di emergenza);
 - **Acqua mare** (per differenti finalità, quali: Uso industriale, sia per il processo che per il raffreddamento, nell'ambito de: la colonna di stabilizzazione; i generatori di Fresh Water; i refrigeranti dei compressori; la rimozione dell'H₂S; il riscaldamento del greggio - se necessario; Usi igienico-sanitari; Il sistema antincendio; Acqua di zavorra)
 - **Olio lubrificante**
-

Principali Materiali in uscita

- **Prodotti** (barili di olio; zolfo)
 - **Scarichi idrici** (*acque di raffreddamento*; salamoia dai generatori di acqua demi; acque di produzione [c.d. “*acque di strato*”] trattate; *acque di zavorra*; altre [acque sanitarie; antincendio])
 - **Rifiuti**;
 - **Emissioni in atmosfera** (NO_x, CO, polveri, SO₂, H₂S, VOC)
-

(segue Materiali in uscita - partic. Per Scarichi idrici)

- Relativamente alle **ACQUE DI STRATO**: la concentrazione di olio minerale è fissata dal par. 4 dell'Allegato I al (datato) D.M. 28 luglio 1994 in **40 mg/l** (con conferma all'art. 104, c. 5 del D.lgs. n. 152/2006 e succ. modd.); Per il parametro temperatura la Nota 3 della Tabella 3, allegato V, parte 3, D.lgs. N. 152/2006, fissa il limite valido per il mare (oltre che per le zone di foce di corsi d'acqua non significativi) a 35 °C, fermo restando, come noto, che *"...l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione"* e fermo restando, comunque, l'obbligo generale di assicurare ***"... la compatibilità ambientale dello scarico con il corpo recipiente ..."***.
 - Relativamente alle **ACQUE DI ZAVORRA**: l'art. 4 del D.lgs. n. 202/2007, *Attuazione della dir. 2005/53/Ce relativa all'inquinamento provocato da navi*, afferma (come già art.16, D.M. n.979/1982) ***il divieto generale di scarico, da parte di navi di qualunque nazionalità, nelle aree di cui all'art. 3, c. 1, D.lgs. medesimo, delle "sostanze inquinanti" identificate all'art. 2, c. 1, lett. B, del decreto***, in difetto con esposizione alle sanzioni penali previste dagli articoli 8 e 9 del medesimo decreto (tra le *"aree interessate"* rileva anche la ZEE, Zona Economica Esclusiva, piuttosto che l'Alto mare, mentre le *"sostanze inquinanti"* sono quelle di cui all'Allegato I, idrocarburi, e Allegato II, sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa, alla Conv. MARPOL 73/78 come richiamate nell'Allegato A alla L. n. 979/1982 mod. dal D.M. 6 luglio 1983; ai sensi, peraltro, dell'art. 2, c. 1, lett. D, del D.lgs. n. 182/2003, le acque di zavorra rientrerebbero nella definizione di ***"residui del carico"***, con ***obbligo di conferimento agli impianti portuali di recupero per le navi in transito nei porti italiani*** - art. 10, D.lgs. citato).
-

(segue Materiali in uscita - partic. Per Scarichi idrici)

- Per le ACQUE DI STRATO il PMC demanda, inoltre, al Gestore di condurre un **Piano di monitoraggio ex art. 104, c. 7, D.lgs. n. 152/2006** e succ. modd. (assenza di pericoli per le acque e gli ecosistemi acquatici), conducendo almeno un campionamento annuale sec. le Linee Guida ISPRA per la redazione del Piano di Monitoraggio, rev. 01/2009, sez. B1, con analisi chimica di tutti i parametri ex Tab. 6 allegata alle Linee Guida, prima e dopo il trattamento delle acque di strato, e successiva trasmissione all'AC e ISPRA, ponendo, altresì, in essere tutte le misure necessarie a minimizzare la presenza di glicole dietilenico (DEG) nelle acque di strato prodotte (con indicazione di un limite iniziale in PPM);
- la quantità di effluenti scaricati deve, inoltre, conforme a quanto dichiarato dal Gestore in domanda di AIA

(segue Materiali in uscita - partic. Per Rifiuti)

- Per le **ACQUE OLEOSE DI SENTINA** (slop tank), rifiuto quantitativamente prevalente per le FPSO, rileva l'obbligo di conferimento ad impianti portuali di raccolta appositamente autorizzati, ai sensi dell'art. 7, D.lgs. n. 182/2003, ricomprendendo in tal senso le acque di sentina nella definizione ***“rifiuti prodotti dalla nave”*** ex art. 2, c. 1, lett. c), D.lgs. Citato (***“i rifiuti, comprese le acque reflue e i residui diversi dai residui del carico, ivi comprese le acque di sentina, prodotti a bordo di una nave e che rientrano nell'ambito di applicazione degli allegati I, IV e V della Marpol 73/78, nonché i rifiuti associati al carico di cui alle linee guida definite a livello comunitario per l'attuazione dell'allegato V della Marpol 73/78”***)
 - Possibili regolamenti della Capitaneria di porto integrativi sul punto
-

(segue Materiali in uscita - partic. Per Emissioni)

- ***sorgenti convogliate con funzionamento continuo*** (es. punti di emissione derivanti dai sistemi di Produzione dell'energia elettrica [Turbogas]; punti di emissione derivanti dai sistemi di Produzione Vapore; Il sistema di trattamento gas [Torcia]; emissioni continue generate dal sistema di rimozione acido solfidrico);
- ***sorgenti convogliate con funzionamento discontinuo*** (es.: motogeneratori, da impiegare entrambi per le fasi di *start up* e *shut down* dei turbogeneratori, in genere alimentati a gasolio; motori a gasolio per azionare le gru di servizio/sollevario dei carichi; generatore di emergenza; motopompe antincendio etc.).
- ***emissioni diffuse (vent serbatoi)*** (emissioni diffuse dai vent in atmosfera posizionati su numerosi *equipment* , quali ad es.: compressori del sistema gas lift; sistemi di inertizzazione e venting dei cargo tank; serbatoi additivi chimici)

(segue Materiali in uscita - **partic. Per Emissioni**)

- I v.l. applicabili ai vari impianti sono definiti dal D.lgs., N. 152/2006 , **Allegato I, parte 4, Sezione 2, Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici** , sec.cui , tra l'altro:
- Le emissioni devono essere limitate all'origine, convogliate ed abbattute utilizzando la **migliore tecnologia disponibile** (2. Coltivazione di idrocarburi 2.1. Disposizioni generali.).
- I **gas di coda derivanti dalle centrali di raccolta e trattamento di idrocarburi** liquidi e gassosi, se non utilizzati come combustibili, devono essere convogliati ad unita' di termodistruzione in cui la combustione deve avvenire ad una temperatura minima di 950 °C per un tempo di almeno 2 secondi e con eccesso di ossigeno non inferiore al 6%, con definizione dei v.l. in tal senso applicabili (2.2. Emissioni da combustione di gas di coda) .
- Quale unita' di riserva a quella di termodistruzione deve essere prevista una **torcia, con pilota**, in grado di assicurare una efficienza minima di combustione del 99% espressa come $CO_2 / (CO_2 + CO)$ (p.2.2 cit.)

(segue Materiali in uscita - partic. Per Emissioni)

- Nel caso di **impianti di combustione utilizzando il gas naturale del giacimento**: a) Nel caso di impiego di gas naturale proveniente dal giacimento con contenuto di H₂S massimo fino a 5 mg/Nm³ i valori di emissione si intendono comunque rispettati; b) Nel caso che il contenuto di H₂S sia superiore a 5 mg/Nm³ o che il gas naturale venga miscelato con gas di coda e/o con gas di saturazione, si applicano i limiti ivi definiti (par. 2.3);
 - Per lo **stoccaggio degli idrocarburi estratti dal giacimento e dei prodotti ausiliari** aventi tensione di vapore superiore a 13 mbar alla temperatura di 20°C devono essere usati i seguenti sistemi: a) i **serbatoi a tetto galleggiante** devono essere dotati di sistemi di tenuta di elevata efficienza realizzati sec.la M.T.D.; b) i **serbatoi a tetto fisso** devono essere dotati di sistemi di condotte per l'invio dei gas di sfiato e/o di flussaggio ad una unita' di combustione o termodistruzione; c) le **superfici esterne dei serbatoi** devono essere trattate in modo tale che venga riflesso inizialmente almeno il 70% dell'energia solare, Detta protezione e' ripristinata se il valore di riflessione diventa < al 45% (2.4. Emissioni da stoccaggi in attivita' di coltivazione).
-

(segue Materiali in uscita - **partic. Per Emissioni**)

- **I vapori di rigenerazione termica di glicoli etilenici** devono essere convogliati ad una unita' di termodistruzione oppure miscelati al gas combustibile primario. **Partic. Per piccoli impianti (fino a 200.000 Nm³ /g. di gas naturale trattato) e/o per flussi di massa non > 200 g/h come HAS, ok ad emissione in atmosfera sec. v.l. ivi definiti (2.5. Vapori di rigenerazione termica di glicoli etilenici [DEG e/o TEG] usati per la disidratazione del gas naturale)**
- Se ubicazione piattaforma assicura una *ottimale dispersione delle emissioni*, evitando che le stesse interessino localita' abitate, i limiti di emissione si intendono rispettati se ***in torcia si brucia solo gas naturale.***
- Inoltre per i **motori a combustione interna e le turbine a gas** si applicano i pertinenti parr.. della parte III in cui si individuano i v.l. previsti dalla normativa vigente ante 19/12/2017 (par. 2.6.)
- Gli effluenti gassosi negli **impianti che utilizzano i fluidi geotermici ex art. 1, l. n. 896/1986**, devono essere dispersi mediante **torri refrigeranti e camini di caratteristiche adatte**, con indicazione di appositi v.l. minimi e massimi, riferiti agli effluenti gassosi umidi ed intesi come media oraria su base mensile (3. Impianti che utilizzano fluidi geotermici).

Confronto con criteri IPPC

- **Per la tipologia di attività in questione non esistono Linee Guida/BReF specifici .**
- **Pertanto sono state prese a riferimento: Linee Guida/BREF differenti rispetto a quelle svolte sulla piattaforma (per es. raffinerie e grandi impianti di combustione) ma che tuttavia contengono riferimenti ritenuti di interesse per la specifica tipologia di attività (piattaforme offshore) o impianti; Linee Guida/BREF trasversali (modalità di stoccaggio, efficienza energetica, sistemi di raffreddamento, ecc.):**
- *Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);*
- *Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas, Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125*
- *Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);*
- *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006*
- **DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della dir. 2010/75/UE ..., per i grandi impianti di combustione**



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione



Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'ambiente

(segue cfr. criteri IPPC)

- *Reference Document on the Application of Best Available Techniques for Energy Efficiency* - Febbraio 2009;
 - *Reference Document on Best Available Techniques for Waste Treatment Industries* – Agosto 2006;
 - *Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage* – Luglio 2006;
 - *Reference Document on Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Gas Treatment / Management Systems in the Chemical Sector* – Febbraio 2003;
 - **DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2014/738 DELLA COMMISSIONE del 9 ottobre 2014 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) concernenti la raffinazione del petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE del parlamento europeo e del Consiglio relative alle emissioni industriali.**
 - Da valutare anche il fatto che buona parte dei menzionati documenti è relativo ad impianti di combustione con potenza termica uguale o superiore a 50 MW mentre gli impianti installati su FPSO/Piattaforme hanno, in genere, potenza termica nominale inferiore
 - Inoltre anche i documenti in materia di raffinazione Non sarebbero, a rigore, applicabili in virtù dell'esclusione espressa in tal senso prevista nei rispettivi documenti per le attività di "*prospezione e produzione di petrolio greggio e di gas naturale*" (cfr. ad es., "ambito di applicazione" della Dec. 2014/738/UE sopra citata).
-

(segue criteri IPPC – es. di MTD specifiche)

- **MTD: Implementare ed aderire a sistemi di gestione ambientale: EMAS; ISO 14001** (Documento di riferimento: “ *Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP)* - Luglio 2006”, par. 3.1.5.1; “*Linee Guida per l’identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas*”, Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125, parte E; “*Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) concernenti la raffinazione del petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE del parlamento europeo e del Consiglio relative alle emissioni industriali* - Dec. 2014/738/UE del 9 ott. 2014, par. 1.1.1.”.);
- **MTD: Implementare ed aderire ad un sistema di gestione energetica dell’efficienza energetica (ENEMS)** (Doc. di rif.: *Reference Document on the Application of B.A.T. for Energy Efficiency* – February 2009, par. 4.2.1.);
- **MTD: Fare manutenzioni all’impianto in modo da ottimizzare l’efficienza energetica**; Stabilire e mantenere documentate procedure di monitoraggio e misura delle operazioni e attività chiave che possono avere un impatto significativo sull’efficienza energetica (Doc. Di rif.: *Ref. Doc. on the Application of B.A.T. for Energy Efficiency* – February 2009, pare. 4.2.8.)

(segue – es. di MTD specifiche)

- **MTD:** la BAT 33 della Dec. 2014/738/UE (Raffinazione) propone una serie di tecniche per ridurre il consumo idrico nel processo di dissalazione e le correlate emissioni in acqua, quali: Riciclare l'acqua e ottimizzare il processo di dissalazione; Adottare dissalatori multifase (impianti nuovi); Preveder una fase di separazione supplementare (olio/acqua e solido/acqua per ridurre la carica di olio inviata all'impianto di trattamento acque reflue e per riciclarlo all'interno del processo) (Doc. di rif.: *Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) concernenti la raffinazione del petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE del parlamento europeo e del Consiglio relative alle emissioni industriali* - Dec. 2014/738/UE del 9 ott. 2014, par. 1.8.);
- **MTD:** Prevenire rilasci di combustibile gassoso durante le operazioni di rifornimento e movimentazione. Per il gas naturale è considerata BAT l'implementazione di un sistema di rilevamento perdite e di allarmi (Doc. di rif.: *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP)* - Luglio 2006, par. 7.5.1.)

Regole – es. di MTD specifiche)

- **MTD:** Per le *nuove* turbine a gas installate su piattaforme off-shore, la riduzione di NOx tramite misure primarie quali la Tecnica DLN (Dry Low NOx) è considerata **BAT** (Doc. di rif.: *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP)* - Luglio 2006, par. 7.5.5.);
- **MTD:** la BAT 34, Dec.2014/738/UE prevede taluni accorgimenti per ridurre le emissioni di ossidi di azoto (NOx), quali, tra gli altri: uso di gas in sostituz. dei combustibili liquidi; utilizzo di bruciatori a basse emissioni di NOx (LNB).
- La BAT 35 prevede, inoltre, ulteriori tecniche per prevenire o ridurre le emissioni di polveri e di metalli provenienti dalle unità di combustione, quali, tra le altre: uso di gas in sostituzione di combustibili liquidi; uso di olio di raffineria (RFO) a basso tenore di zolfo.
- La BAT 36 si propone di ridurre le emissioni di ossidi di zolfo (SOx), attraverso ulteriori misure, quali, tra le altre: uso di gas in sostituzione di combustibili liquidi; uso di olio di raffineria (RFO) a basso tenore di zolfo.
- Da ultimo la BAT 37 richiede di ricorrere ad un **controllo delle operazioni di combustione al fine di ridurre le emissioni di monossido di carbonio (CO)** (Doc. di rif.: *Conclusioni sulle MTD concernenti la raffinazione del petrolio e gas...* - Dec. 2014/738/UE del 9 ott. 2014, par. 1.9.)



(segue – es. di MTD specifiche)

- **MTD: Utilizzo di combustibile a basso contenuto di zolfo** (parte E, pag. 489). Trattamento con sistemi di lavaggio/scrubbing del gas disponibile, generato dai vari processi di lavorazione e utilizzato come combustibile, per ridurre al minimo il contenuto di H₂S:
 - **MTD: sistemi di recupero zolfo** (parte E, pag. 489). Massimizzazione dell'efficienza di recupero di zolfo dei sistemi di lavaggio/trattamento dei gas contenente H₂S inviando l'H₂S non convertito alla combustione (producendo emissioni di SO_x) (Doc. di rif.: *“Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas”, Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125”, parte E)*
 - **MTD: Le tecniche MTD per ridurre le emissioni di VOC** sono principalmente due: 1. modificare o sostituire i componenti presenti che provocano le perdite; 2. implementare un LDAR (Leak Detection and Air Repair program) (Doc. di rif.: *“Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas”, Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125, parte E, pag. 560)*
-



(segue – es. di MTD specifiche)

- **MTD:** Sono da considerare MTD: 1. utilizzo della torcia come sistema di sicurezza; 2. operatività della torcia senza formazione di pennacchio, indice di elevato contenuto di particolato, mediante l'immissione di vapore; 3. minimizzazione dell'invio di gas in torcia attraverso un'appropriata combinazione delle seguenti tecniche: bilanciamento del sistema fuel gas di raffineria per evitare eccessi di produzione rispetto al consumo; in ogni caso l'eccesso deve essere convogliato in torcia e non sfiatato in atmosfera; installazione di un sistema di recupero del gas diretto in torcia, quando economicamente conveniente; utilizzo di valvole di rilascio ad alta integrità; applicazione di sistemi avanzati di controllo di processo, tali da evitare l'invio di gas in torcia; 4. per tenere sotto controllo la qualità di gas convogliati al sistema della torcia, anche al fine di risalire alla causa di perdite a monte e pianificare un'adeguata manutenzione per la loro provenienza, valutare l'opportunità (Doc. di rif.: *“Linee Guida per l'identificazione delle MTD: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas”*, Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31/05/2007, No 125, parte E, pag. 574; *“Conclusioni sulle MTD concernenti la raffinazione del petrolio e di gas, ai sensi della dir. 2010/75/UE del parlamento e uropeo e del Consiglio relative alle emissioni industriali”* - Dec. 2014/738/UE del 9 ott. 2014, par. 1.18.)
-



(segue – es. di MTD specifiche)

- **MTD:** tecniche per migliorare l'efficienza di desalting e la separazione olio/acqua (Doc. di rif.: *“Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas”, Ott. 2005 All.to al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31/05/2007, No 125”, parte E*);
- **MTD:** Riduzione e recupero degli idrocarburi provenienti dalle acque reflue. Le acque reflue contenenti benzene, fenoli e idrocarburi in generale, in casi specifici di alte concentrazioni, possono essere trattati più efficacemente nel punto in cui sono generate piuttosto che nell'impianto di trattamento acque reflue dopo che si sono miscelate con altre acque (Doc. di rif.: *“Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas”, Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125, parte E*)



(segue – es. di MTD specifiche)

- **MTD:** sono considerate BAT: segregare le acque di processo dalle acque meteoriche non contaminate; segregare le acque di processo in funzione del loro grado di contaminazione; dove possibile, dotare di copertura le aree potenzialmente inquinate; installare drenaggi separati per le aree con rischio di contaminazione; Inoltre sono considerate BAT: Generale, Gestire i flussi di acque reflue in relazione al carico di contaminazione; Acque meteoriche, Separaz. acque di processo dalle piovane e da altre acque non contaminate; trattare le acque meteoriche prov. da aree contaminate prima dello scarico; Olii/Idrocarburi, rimuovere oli e idrocarburi con lo scopo di massimizzare il recupero; Contaminanti non biodegradabili, evitare introduzione nei sistemi di depuraz. biologica di a.r. non compatibili che possono causarne malfunzionamento (**Doc.di rif.:** “*Ref. Doc.on the application of BAT in CWW and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector* - Febbraio 2003, par. 4.3.1)

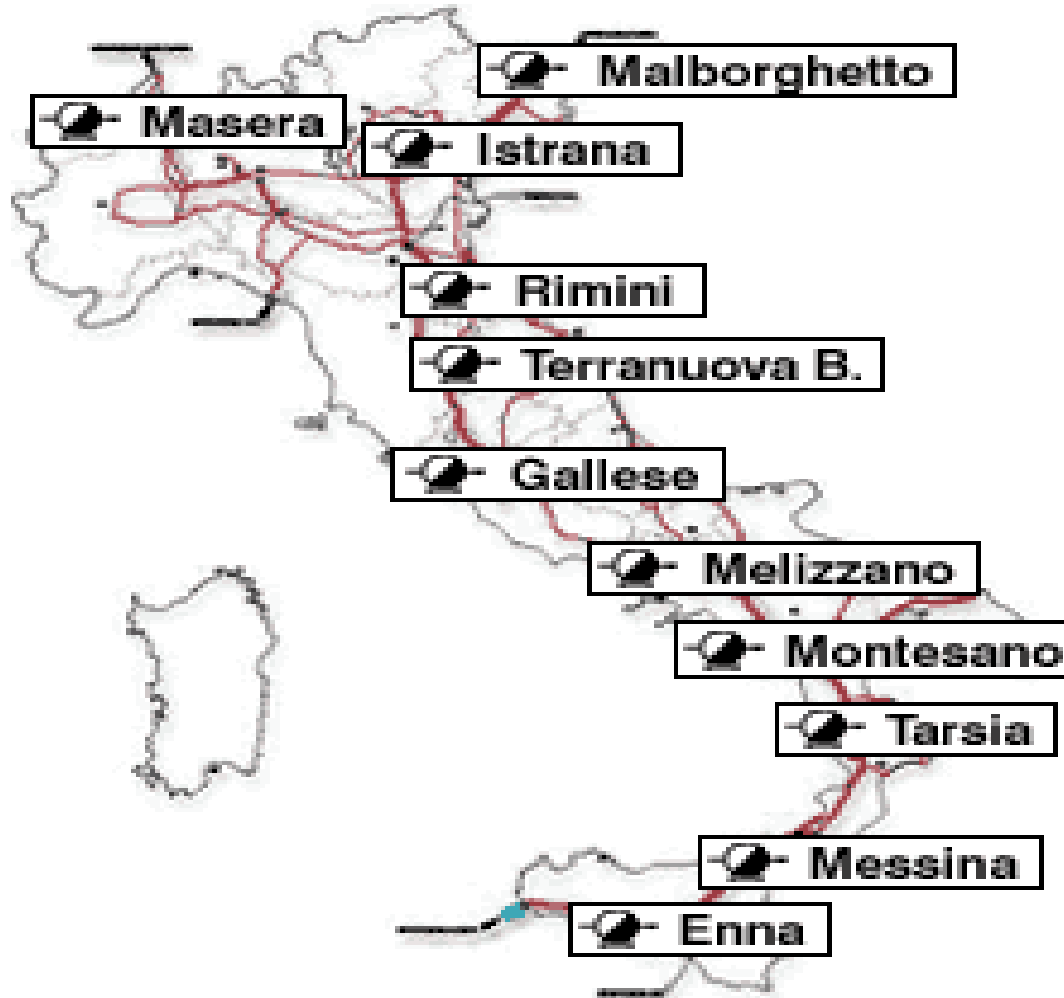
OGGETTO

Competenza AIA nazionale ex Allegato XII, par. 2): *Centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW, nonche' quelli facenti parte della rete nazionale dei gasdotti con potenza termica di almeno 50 MW* (Periodo aggiunto dall'art. 37, c. 2, lett. D, D.L. n. 133/2014 conv. In l. n. 164/2014)

Immagine Centrale Compressione GAS



Distribuzione Centrali SNAM



Gasdotti di rifornimento

Le vie di rifornimento utilizzabili dall'Italia



Aspetti caratterizzanti

– Inquadramento territoriale e ambientale

- In genere non si riscontrano aspetti territoriali e ambientali particolari, fermo restando l'acquisizione dei locali Piani di zonizzazione acustica
 - Le centrali di compressione gas sono, inoltre, impianti esistenti che dovrebbero aver già scontato l'inquadramento territoriale e ambientale (partic. Per San Foca)
-

Processo

- Il processo, per tutte le centrali, si compone essenzialmente di tre fasi, quali: 1) aspirazione gas; 2) compressione; 3) mandata.
 - La **prima fase di *Aspirazione del gas da comprimere***, consta del gas proveniente dal nodo e dai gasdotti di importazione, immesso in Impianto attraverso (due) collettori di aspirazione da 48" a 47/53 bar muniti di valvole di intercettazione.
 - Dai collettori di aspirazione risultano derivate le linee per: gas servizi per alimentazione caldaie; gas alimentazione attuatori valvole dell'Impianto di compressione; gas combustibile ai turbocompressori.
 - Il gas in aspirazione dai turbocompressori viene filtrato mediante una batteria di filtri a ciclone oppure tramite filtri orizzontali a cartuccia e pacco lamellare.
-

(segue Processo -1^a fase)

- La raccolta degli scarichi dei liquidi dai filtri avviene in automatico attraverso un collettore che li convoglia in serbatoi in vasca di contenimento in cemento armato.
 - Il gas combustibile passa in unità filtranti (filtri a cartuccia di unità), viene preriscaldato tramite generatori di calore ad alta efficienza, decompresso alla pressione di utilizzo delle turbine, misurato ed inviato in camera di combustione.
 - Allo scopo di preriscaldare il gas di alimentazione delle turbine, nell'Impianto di Compressione rileva l'installazione di caldaie a limitata potenza termica
 - Anche il gas servizi si riferisce ridotto alla pressione di utilizzo, filtrato, misurato ed utilizzato per l'alimentazione dei generatori di calore per il riscaldamento del fabbricato principale di Impianto e dei cabinati, produzione di acqua calda e di preriscaldamento del gas combustibile.
-

(segue Processo -2^a fase)

- La **seconda fase**, di ***Compressione del gas***, è quella che vede l'attività delle unità di compressione, costituite da turbine a gas (parte motore) accoppiate a compressori centrifughi monostadio (componente che conferisce al gas l'energia necessaria per il trasporto nella rete gasdotti).
- Le unità di compressione, sono in genere alloggiati in appositi cabinati insonorizzati, e composte da turbine a ciclo rigenerativo, piuttosto che da turbine a ciclo semplice con sistema di combustione DLE (Dry Low Emission).
- Ciascuna unità è dotata di un gruppo ausiliari di turbina (sistema di avviamento, pompe lubrificazione olio, filtri dell'olio, ecc.).
- Le turbine utilizzano lo stesso gas naturale che viene trasportato nella rete dei gasdotti come combustibile e in genere hanno potenza tra i 12 e i 23 MW (oggi **MEDI IMPIANTI**).

(segue Processo – 3^a fase)

- La **terza fase di *Mandata del gas*** consta, infine, nel convogliamento a (due) collettori di mandata della Centrale del gas in uscita dalle unità di compressione, con successivo invio ai gasdotti di mandata alla pressione di 60/63 bar.
 - All'occorrenza il gas compresso potrebbe essere raffreddato, durante tale fase, attraverso una batteria di air-cooler (EA1) in grado di abbassare la temperatura del gas in mandata fino al valore imposto di 50° C.
-

Principali Materiali in uscita

- Emissioni in atmosfera;
 - Rifiuti;
 - Emissioni acustiche.
-

Segue Principali Materiali in uscita – Emissioni)

- Emissioni in atmosfera:
 - a) di tipo convogliato: a1) **Centrali di compressione** dotate di **unità di compressione costituite da turbocompressori a gas da 10/20 MW (es. Istrana, Malborghetto) o > 50MW (es. Enna), collegati in aspirazione al gasdotto** (pertanto le emissioni convogliate in atmosfera di sostanza inquinanti derivano principalm. da processi di combustione e, grazie *all'utilizzo di gas naturale come combustibile*, sono essenzialmente **emissioni di NOx e CO** da parte dei turbogas e delle caldaie per il riscaldamento fuel gas e fabbricati);
 - a2) Altri punti di emissione secondari: **gruppi elettrogeni di emergenza; vent impianto di compressione**
-

(segue Principali materiali in uscita - Emissioni)

- B) di tipo non convogliato: emissioni di tipo fuggitivo e pneumatico + alcune puntuali
 - b1) ***Emissioni fuggitive*** dovute alle perdite fisiologiche, dagli organi di tenuta degli impianti quali flange, valvole di sicurezza, compressori, pompe e valvole di regolazione ecc.
 - b2) ***Emissioni pneumatiche*** da apparecchiature di **regolazione** tipicamente valvole, attuate a gas mediante scarico di gas compresso, strumentazione di misura (analizzatori, densimetri, gascromatografi).
 - b3) ***Emissioni puntuali*** quali **scarichi in atmosfera di gas naturale dovuti sia a rilasci intenzionali** (rilasci per manutenz. programmata, per sostituz. tratti di condotta, vent operativi etc.) **sia a rilasci non controllabili** (es. per rotture di condotte), nonché le ***Emissioni dovute a combustione incompleta*** del gas bruciato (ad es. nelle turbine a gas)

(segue Principali materiali in uscita - Emissioni)

- **A sec.della potenza: \geq 50 MW: v.l. per GIC ex allegato II – parte 2 - sez. III, della quinta parte del D.lgs.n. 152/2006 mod da D.lgs. N. 46/2014 (salvo deroga ex art. 273. c.4):**

Impianti esistenti alimentati a gas naturale (turbine a gas)	Impianti nuovi alimentati a gas naturale (turbine a gas)
Ossidi di zolfo (SO ₂): 35 mg/Nm ³ (O ₂ al 3%)	35 mg/Nm ³ (O ₂ al 3%)
Ossidi di azoto (NO ₂ espressi NO _x): 50 mg/Nm ³ (150 mg/Nm ³ se turbine a gas [comprese le CCGT, <i>Combine Cycle Gas Turbine</i> - ciclo combinato,] ante 2002 che, negli anni succ. al rilascio, non saranno in funz. per piu' di 1.500 h. operative/anno come media mobile su ciascun periodo di 5 anni e, cmq., per piu' di 3.000 h. oper/anno)	30 mg/Nm ³
Monossido di Carbonio (CO): 100 mg/Nm ³	CO: 100 mg/Nm ³

(segue Principali materiali in uscita - Emissioni)

- **< 50 MW: nuovi v.l. per MIC, da ultimo ex nuova parte 3, Allegato I, della quinta parte del D.lgs.n. 152/2006 mod, da D.lgs. N. 183/2017:**

● Impianti esistenti	Impianti nuovi
Polveri: 5 mg/Nm ³ (ok rispetto se alimentato a metano)	Polveri: da 5 a 20 mg/Nm ³ a sec. della potenza (> 5 MW, da 3 a 5 MW, < 3 MW)
Ossidi di zolfo (SO ₂): 35 mg/Nm ³ (ok rispetto se alimentato a metano)	Ossidi zolfo: 200 o 35mg/Nm ³ a sec.della potenza c.s.
Ossidi di azoto (NO ₂): 350 mg/Nm ³	Ossidi di azoto: 200 (110 se a gas naturale), 300, o 250mg/Nm ³ a sec. della potenza c.s.

(segue Principali materiali in uscita - Emissioni)

- **DEROGA:** l'art. 273, c. 4, del D.lgs. n. 152/2006, prevede che l'AIA possa consentire, nel periodo tra il 1°/01/2016 ed il 31/12/2023, che i GIC ante 2013 siano in esercizio per un numero di ore operative $=/ <$ a 17.500 senza rispettare i (nuovi) v.l. di emissione altrimenti previsti dal c. 3, purché:
 - 1) che il Gestore presenti ad A.C. e MATTM, entro il 30/06/2014, una **dichiarazione con impegno a non far funzionare l'impianto per più di 17.500 ore operative tra il 1°/01/2016 ed il 31/12/2023;**
 - 2) che entro il 31/05 di ogni anno, dal 2017, Gestore presenti ad A.C. e MATTM un **doc. con registraz. h. operative** utilizzate dal 1°/01/2016;
 - 3) che nel periodo tra il 1°/01/2016 ed il 31/12/2023, siano **applicati v.l. di emissione non meno severi di quelli che l'impianto deve rispettare alla data del 31/12/2015** sec. AIA, ex Tit. I, parte 5[^], D.lgs. n. 152/2006 e del Titolo III-bis alla Parte Seconda del D.lgs. medesimo;
 - 4) che l'impianto **non abbia ottenuto l'esenzione prevista all'All.to II, parte I, par. 2**, alla Parte 5 D.lgs. n. 152/2006 (*Procedura di esenzione per impianti ante 2008*, con dichiaraz. di impegno a non far funzionare l'impianto per più di 20.000 h. operative dal 1/01/2008 e non oltre il 31/12/2015)
-

(segue Principali materiali in uscita - Rifiuti)

- In genere rileva la produzione di:
 - **RIFIUTI SPECIALI VARI** da attività' di manutenzione (stracci) e dai servizi igienici (fanghi delle fosse settiche)
 - **OLIO ESAUSTO** generato a seguito del naturale degrado del prodotto per l'esercizio delle unità di compressione gas, con analisi periodica per verificarne la qualità (e in caso di esito negativo con conferimento dell'olio ai consorzi per lo smaltimento) e prelievo tramite autobotte dal cassone delle unità di compressione (presenza in Impianto di sistema di filtrazione in grado di rigenerare l'olio di lubrificazione);
 - **SOLUZIONI ACQUOSE DAL CIRCUITO DELLE ACQUE INDUSTRIALI** *proveniente* dalla rete di raccolta separata per raccogliere i reflui generati dalle operazioni di manutenzione delle unità di compressione e presso l'officina, con recapito dei reflui in serbatoio a tenuta
-

(segue Principali materiali in uscita - Rifiuti)

- Per quanto riguarda, inoltre, il gas che transita nelle tubazioni dell'Impianto di Compressione, esso potrebbe contenere quantitativi variabili di acqua (condensa) che viene separata da appositi sistemi di filtrazione. Tali reflui (*acque contaminate da sostanze organiche* – c.d. “**SLOP**”) confluiscono in serbatoi di processo a tenuta e all'interno di vasca di contenimento in calcestruzzo (CER 16.03.05* "*rifiuti organici contenenti sostanze pericolose*" o 16.03.06, a seconda del risultato dell'analisi di classificazione) (problema del deposito temporaneo ex art.183,c.1, lett. bb, D.lgs.n. 152/2006 e succ.modd. – che a volte Gestori non vorrebbero applicare...).

(segue Principali materiali in uscita - Rumore)

- **Relazione acustica** confermativa del rispetto (o meno) dei v.l. assoluti, diurni e notturni, nonché del differenziale, in funzione della classe acustica della zona/e di appartenenza ex classificazione comunale ai sensi del D.P.C.M. 14 nov.1997
 - **Event. Progetto di adeguamento**
-

Confronto con criteri IPPC

-
- **Applicabilità dei criteri IPPC sovente solo per analogia in funzione della potenza installata dei turbocompressori.**
 - **Pertanto sono state prese a riferimento: Linee Guida/BREF differenti rispetto alle attività svolte sulla centrale, ma che tuttavia contengono riferimenti ritenuti di interesse per la specifico tipologia di attività o impianti; Linee Guida/BREF trasversali (efficienza energetica, sistemi di raffreddamento):**
 - BRef sui Grandi Impianti di Combustione (Reference Document on B.A.T. for Large Combustion Plants – Combustion of Gaseous Fuels, Luglio 2006) (BRef LCP);
 - I.P.P.C. - Reference Document on B.A.T. for Energy Efficiency - February 2009 (BRef ENEF)
 - BRef sui Sistemi di Raffreddamento (Reference Document on the Application of B.A.T. to Industrial Cooling Systems, Dicembre 2001) (BRef Cooling System).
-

(segue es. di MTD specifiche)

- **MTD: Implementare ed aderire a sistemi di gestione ambientale: EMAS; ISO 14001** (Documento di riferimento: “ *Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006*”, par. 3.1.5.1; “*Linee Guida per l’identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas*”, Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125, parte E; “*Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) concernenti la raffinazione del petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE del parlamento europeo e del Consiglio relative alle emissioni industriali - Dec. 2014/738/UE del 9 ott. 2014, par. 1.1.1.*”.);
- **MTD: Implementare ed aderire ad un sistema di gestione energetica dell’efficienza energetica (ENEMS)** (Doc. di rif.: *Reference Document on the Application of B.A.T. for Energy Efficiency – February 2009*, par. 4.2.1.);
- **MTD: Fare manutenzioni all’impianto in modo da ottimizzare l’efficienza energetica**; Stabilire e mantenere documentate procedure di monitoraggio e misura delle operazioni e attività chiave che possono avere un impatto significativo sull’efficienza energetica (Doc. Di rif.: *Ref. Doc. on the Application of B.A.T. for Energy Efficiency – February 2009, pare. 4.2.8.*)

segue es. di MTD specifiche)

- **MTD Movimentazione e stoccaggio:** serbatoi di olio devono essere raggruppati e circondati da bacino di contenimento impermeabilizzato, di volume pari almeno al 50-75% della capacità totale e il 100% di quella del serbatoio più grande; eventuali perdite devono essere intercettate (Bref LCP, par. 6.4.1., 6.5.1);
 - **MTD Tecniche di stoccaggio:** stoccaggio di combustibili liquidi in modo da ridurre il rischio di contaminaz.del suolo; adozione di allarmi di troppo pieno(Bref LCP, par.6.4.1., 6.5.1);
 - **MTD Movimentazione combustibili liquidi:** Manutenzione e controllo regolare delle tubazioni (Bref LCP,par. 7.4.1)
 - **MTD Tecniche di movimentazione per combustibili gassosi** (Bref LCP par.7.5.1.): sistemi e allarmi di rivelazione perdite;
-

(segue es. di MTD specifiche)

- **MTD: Prevenzione e controllo emissioni:** per ridurre emissioni di NOx iniezione diretta di vapore o acqua o sistemi SCR o adozione di bruciatori di tipo DLN o DLE (Bref LCP 7.4.3., 7.5.4.)
 - **MTD: Prevenzione e controllo emissioni in acqua:** circuito chiuso, trattam. Acque ante scarico etc. (Bref LCP 7.4.4.)
-