



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

Modifica dell'autorizzazione integrata ambientale rilasciata con decreto DVA-DEC-2011-42 del 14 febbraio 2011 per l'esercizio della Raffineria di Milazzo S.C.p.A. sita nel comune di Milazzo e nel comune San Filippo del Mela (ME).

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale";

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, recante "Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell'articolo 29 del decreto-legge 4 luglio 2006, n. 223, convertito, con modificazioni, dalla legge 4 agosto 2006, n. 248" e in particolare l'articolo 10;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 25 settembre 2007, n. 153, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro dell'economia e delle finanze del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;



VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 33, del 17 febbraio 2012, di modifica della composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di coordinamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto legislativo 4 marzo 2014, n. 46, recante "Attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)";

VISTA l'autorizzazione integrata ambientale (AIA) di cui al decreto DVA-DEC-2011-42 del 14 febbraio 2011, successivamente integrata dal decreto DVA-DEC-2011-255 del 16 maggio 2011, rilasciata dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare alla società Raffineria di Milazzo S.C.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore), per l'esercizio della Raffineria sita nei comuni di Milazzo e San Filippo del Mela (ME);

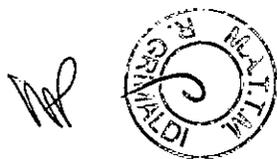
VISTA l'istanza presentata dal Gestore con nota prot. n. 020/DIRGE/PM/ab del 20 febbraio 2015 per l'esenzione dal rispetto dei valori limite previsti dall'art. 273, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i., chiedendo l'applicazione delle deroghe previste ai punti 3.3 e 3.4 della parte I dell'Allegato II alla parte quinta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.;

VISTA la nota prot. n. DVA-2015-72-30 del 16 marzo 2015 con la quale la competente Direzione Generale ha avviato il procedimento;

VISTA la nota prot. n. DVA-2015-18097 del 10 luglio 2015 con la quale la competente Direzione Generale ha chiesto al Gestore di inviare integrazioni all'istanza, sospendendo il procedimento nelle more della loro acquisizione;

VISTA la nota prot. n. 108/DIRGE/PM/ab del 10 settembre 2015 con la quale il Gestore ha fornito le integrazioni all'istanza richieste;

VISTA la nota prot. n. CIPPC-00-2015-2333 del 27 novembre 2015 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha segnalato a necessità di una integrazione della tariffa istruttoria;



VISTA la nota prot. n. CIPPC-00-2015-2370 del 1 dicembre 2015 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo relativo alla richiesta di deroghe avanzata dal Gestore;

VISTA la nota prot. n. 54720 del 1 dicembre 2015 con la quale ISPRA ha proposto il piano di monitoraggio e controllo aggiornato;

VISTA la nota prot. n. DVA-2015-30384 del 3 dicembre 2015 con la quale la competente Direzione Generale ha chiesto al Gestore la necessaria integrazione tariffaria;

VISTA la nota prot. n. 148/DIRGE/PM/ab dell'11 dicembre 2015, con la quale il Gestore ha presentato le proprie osservazioni sul parere istruttorio conclusivo prot. n. CIPPC-00-2015-2370 del 1 dicembre 2015 e sul piano di monitoraggio e controllo prot. n. 54720 del 1° dicembre 2015, modificando contestualmente l'istanza presentata con nota prot. n. 020/DIRGE/PM/ab del 20 febbraio 2015;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 14 dicembre 2015 della Conferenza dei servizi, convocata ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.;

VISTA la nota prot. n. CIPPC-00-2015-2518 del 18 dicembre 2015 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo relativo alla richiesta di deroghe avanzata dal Gestore, aggiornato alla luce delle determinazioni della Conferenza dei servizi del 14 dicembre 2015;

VISTA la nota prot. n. 57667 del 18 dicembre 2015 con la quale ISPRA ha proposto il piano di monitoraggio e controllo aggiornato;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 23 dicembre 2015 della Conferenza dei servizi, convocata ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.;

AP



VISTA l'attestazione di avvenuto pagamento della integrazione della tariffa istruttoria trasmessa dal Gestore con nota prot. n. 152/DIRGE/PM/ab del 18 dicembre;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento è stata garantita presso la Direzione Generale e che inoltre i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili su *internet* sul sito ufficiale del Ministero;

RILEVATO che sono pervenute ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e degli articoli 9 e 10 della legge 7 agosto 1990, n. 241, osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'impianto;

FATTO SALVO il rispetto degli obblighi ricollegabili alla ubicazione dello stabilimento all'interno di aree perimetrate del S.I.N. "Area industriale di Milazzo", nonché di quelli connessi ai provvedimenti emessi nell'ambito del procedimento di bonifica e risanamento ambientale attivato per il sito in questione;

VISTA la nota prot. n. DVA-4RI-00-2015-312 del 23 dicembre 2015, con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera e) della legge 7 agosto 1990, n. 241 e s.m.i. ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;

DECRETA

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DVA-DEC-2011-42 del 14 febbraio 2011 per l'esercizio della Raffineria sita nei comuni di Milazzo e San Filippo del Mela (ME) della società Raffineria di Milazzo S.C.p.A., identificata dal codice fiscale 04966251003, con sede legale in Contrada Mangiavacca – 98057 Milazzo (ME), ed i relativi allegati sono aggiornati con le modifiche di cui al parere istruttorio reso con nota prot. n. CIPPC-00-2015-2518 del 18 dicembre 2015 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC e di cui alla proposta di aggiornamento del Piano di monitoraggio e controllo di cui alla nota ISPRA prot. n. 57667 del 18 dicembre 2015, allegati e parte integrante del presente decreto.



Rimangono valide tutte le altre prescrizioni del vigente decreto di autorizzazione integrata ambientale

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso pubblico sulla Gazzetta ufficiale.

Gian Luca Galletti






*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*
Commissione istruttoria per l'autorizzazione
integrata ambientale - IPPC


Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territori
del Mare - D.G. Valutazioni e Autorizzazioni Ambi
E.prot DVA - 2015 - 0031546 del 18/12/2015

IPPE-00-2015-0002518

del 18/12/2015

Ministero dell' Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

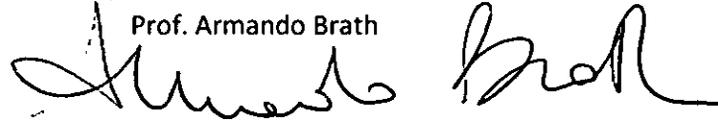
Pratica N:

Ref. Mittente:

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda di AIA presentata da
RAFFINERIA di Milazzo S.C.p.A. - procedimento di modifica - ID 82/878

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmette il Parere Istruttorio Conclusivo aggiornato secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza di Servizi tenutasi in data 14/12/2015.

Il Presidente f.f. della Commissione IPPC
Prof. Armando Brath



All. c.s.



DL. 2518/2015



**Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)**

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

**Istanze di Modifica Sostanziale al
Decreto autorizzativo DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/2011 della Raffineria di Milazzo**

*“Aggiornamento dei limiti di emissione dei Grandi Impianti di Combustione multi combustibili.”
(id. MATTM-DVA 84/878)*

Gestore	Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Località	Milazzo – San Filippo del Mela (ME)
Gruppo Istruttore	Dott. Paolo Ceci (referente)
	Dott. Marcello Iocca
	Prof. Antonio Mantovani
	Dott. Marco Mazzoni
	Dott. Gaetano Capilli – Regione Siciliana
	Dott. Antonino Carbonaro – Provincia di Messina
	Avv. Giovanni Formica – Comune di Milazzo
	Dott. Eugenio Cottone – Comune di San Filippo del Mela



Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)

- Vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC 00-2012-000248 del 23 aprile 2012, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Soc. Raffineria di Milazzo S.C.p.A. – sita nei Comuni di Milazzo e San Filippo del Mela (ME):
 - Paolo Ceci - Referente GI;
 - Dott. Marcello Iocca;
 - Prof. Antonio Mantovani;
 - Dott. Marco Mazzoni.
- Preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono stati nominati, ai fini dell'art. 10, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica n. 90 del 14 maggio 2007, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
 - Dott. Gaetano Capilli – Regione Siciliana;
 - Dott. Antonino Carbonaro – Provincia di Messina;
 - Avv. Giovanni Formica – Comune di Milazzo;
 - Dott. Eugenio Cottone – Comune di San Filippo del Mela.
- Vista la comunicazione prot. 128/DIRGE/PM/ab del 23/12/2014, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con E.prot. DVA-2015-0000261 del 08/01/2015, con cui il Gestore, ai sensi dell'art. 273, comma 3 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., richiedeva l'aggiornamento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale in possesso della Raffineria di Milazzo S.C.p.A.;
- Vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare U.prot. DVA-2015-001732 del 20/01/2015 avente ad oggetto "*Richieste di aggiornamento dell'AIA ai sensi dell'art. 273, comma 3 del Decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152, come modificato dal decreto legislativo 4 marzo 2014 n. 46, ai fini dell'adeguamento dei limiti di emissione per i grandi impianti di combustione presenti nelle installazioni di raffinazione di petrolio e gas*", con cui si richiedeva i gestori di alcune raffinerie italiane di presentare istanza di aggiornamento dei decreti di autorizzazione all'esercizio nelle forme previste dall'art. 29-*nonies* del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..
- Vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare U.prot. DVA-2015-0007230 del 16/03/2015 avente ad oggetto "*Raffineria di Milazzo S.C.p.A. – Comunicazione di avvio del procedimento ai sensi degli artt. 7 e 8 della legge 241/90 e ai sensi del D.lgs. 152/06 e s.m.i., per la modifica dell'Autorizzazione Integrata Ambientale. (ID 82/878)*", acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC 00-2015-000596 del 18/03/2015, con cui si trasmetteva la comunicazione del Gestore prot. 020/DIRGE/PM/ab del 20/02/2015 relativa alla richiesta di aggiornamento dell'autorizzazione all'esercizio ai sensi dell'art. 273, comma 3 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..
- Viste le pertinenti disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale contenute nel



Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)

D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..

- Visto il Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) allegato al Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/2011 della Raffineria di Milazzo S.C.p.A. sita in Milazzo - San Filippo del Mela (ME), di cui il relativo avviso è stato pubblicato sulla G.U. n. 57 del 10 marzo 2011, e le successive modifiche ed integrazioni, ed in particolare il decreto di compatibilità ambientale U.prot. DVA_DEC-2011-0000252 del 16/05/2011.
- Visti i contenuti delle Relazioni Istruttorie (RI) predisposte da ISPRA:
 - o (RI) 12/04/2015 prot. n. 16331 del 14/04/2015, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC 00-2015-0000802 del 16/04/2015;
 - o (RI)Rev.2 09/11/2015 prot. n. 50399 del 09/11/2015, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC 00-2015-0002155 del 10/11/2015;
- Vista la nota della Commissione prot. CIPPC 00-2015-0001302 del 08/07/2015, acquisita agli atti del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con E.prot. DVA-2015-0018012 del 09/07/2015 tra l'altro criteri minimi per la conduzione delle istruttorie relative alle raffinerie, nonché la richiesta di specifiche informazioni ritenute indispensabili per l'esame dei procedimenti di modifica sostanziale delle AIA relativi all'adeguamento dei "Grandi Impianti di Combustione" presenti nelle raffinerie ai sensi dell'art. 273, comma 3 del D.Lgs. 152/2006 (ed in particolare in relazione alle richieste di deroga di cui ai punti 3.3 e 3.4 della parte I dell'allegato II alla parte Quinta del D.Lgs. 152/2006).
- Vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare U.prot. DVA-2015-0018097 del 10/07/2015 avente ad oggetto "Eni S.p.A. Raffineria di Milazzo - ID 878: Procedimento di modifica sostanziale inerente la richiesta delle deroghe di cui ai punti 3.3 e 3.4 dell'allegato II alla parte Quinta del D.Lgs. 152/06 - Richiesta integrazioni", acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC 00-2015-0001334 del 15/07/2015, con cui si richiedevano al Gestore gli elementi di cui alla nota della Commissione prot. CIPPC 00-2015-0001302 del 08/07/2015.
- Vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare U.prot. DVA-2015-0025153 del 07/10/2015 avente ad oggetto "Raffineria di Milazzo S.C.p.A. - Procedimento di Modifica ID 878. Integrazioni", acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC 00-2015-0001883 del 12/10/2015, con cui si trasmetteva la comunicazione del Gestore prot. 108/DIRGE/PM/ab del 10/09/2015 relativa alla richiesta trasmissione degli elementi, relativi alla Raffineria di Milazzo, di cui alla nota della Commissione prot. CIPPC 00-2015-0001302 del 08/07/2015.
- Visti i contenuti del verbale della riunione del Gruppo Istruttore con il Gestore del 13/11/2015 prot. CIPPC 00-2015-0002203 del 16/11/2015;
- Visti i contenuti del verbale della riunione del Gruppo Istruttore in sessione riservata del



**Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)**

13/11/2015 prot. CIPPC 00-2015-0002201 del 16/11/2015;

- Vista l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio inviata per approvazione in data 18/11/2015 al Gruppo Istruttore avente prot. CIPPC 00-2015-0002237 del 18/11/2015 comprendenti i relativi allegati circa l'approvazione;
- Visto il verbale della Conferenza dei Servizi tenutasi il giorno 14 dicembre 2015, nonché gli atti ivi richiamati ed allegati, ed in particolare la nota del Gestore prot. 148/DIRGE/PM/ab del 11/12/2015;
- Visti i contenuti del verbale della riunione del Gruppo Istruttore con il Gestore del 17/12/2015 prot. CIPPC 00-2015-0002502 del 17/12/2015;
- Visti i contenuti del verbale della riunione del Gruppo Istruttore in sessione riservata del 17/12/2015 prot. CIPPC 00-2015-0002503 del 17/12/2015.

**Considerato
in merito all'istanza id. 82/878**

- che il Gestore, con la nota prot. 020/DIRGE/PM/ab del 20/02/2015, chiede l'applicazione, per i parametri SO₂, NO_x e polveri, delle deroghe di cui all'Allegato II, parte I, punti 3.3 e 3.4 alla Parte Quinta, del D.Lgs. 152/2006, così come da ultimo modificato dal D.Lgs. 46/2014, relativamente ai seguenti camini:
 - o E1 – Topping 3;
 - o E3 – Topping 4;
 - o E5 – Vacuum;
 - o E25 – Idrogeno 1, LC-Finer, Hydrocracker (HDC);indicando, per l'applicazione della deroga di cui al richiamato punto 3.3, una frazione di calore fornito mediante il combustibile determinante (liquido) pari al 45%, e tramite quello non determinante (gassoso) pari al 55%, per i camini E1, E3 ed E5, mentre per il camino E25 sono indicate come percentuali il 10% e il 90% rispettivamente per il combustibile liquido e il combustibile gassoso;
- che il Gestore, con la nota prot. 020/DIRGE/PM/ab del 20/02/2015, chiede altresì la proroga al 1° gennaio 2020 del termine di applicazione dei limiti di emissione previsti dal D.Lgs. 46/2014 (1° gennaio 2016) per i seguenti camini:
 - o E8 – Reforming, HDT [limitatamente al parametro SO₂];



Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)

- **E14 (TG + C201)** – Turbina a Gas e Caldaia a recupero [limitatamente al parametro NO_x]; in tale ambito il Gestore si impegna ad eseguire le seguenti attività, secondo le tempistiche indicate:
 - eseguire entro 12 mesi uno studio di base al fine di individuare la migliore tecnologia disponibile ed applicabile per l'adeguamento degli impianti, e consentire il rispetto dei limiti previsti. Lo studio sarà correlato della relativa analisi dei costi;
 - eseguire entro 24 mesi la progettazione di dettaglio;
 - avviare entro 36 mesi le attività di costruzione, compatibilmente con l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie da parte degli Enti Competenti;
 - completare le attività di costruzione, avviamento e messa a regime delle nuove installazioni entro il 1° gennaio 2020, compatibilmente con l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie da parte degli Enti Competenti.
 - che il Gestore, con la nota prot. 020/DIRGE/PM/ab del 20/02/2015, propone inoltre di esercire il camino E30 (idrogeno 3), alimentato a gas di raffineria, a partire dal 1° gennaio 2016, con i seguenti limiti:
 - SO₂: 35 mg/Nm³ al 3% di O₂ espresso come media mensile;
 - NO_x: 100 mg/Nm³ al 3% di O₂ espresso come media mensile;
 - polveri: 5 mg/Nm³ al 3% di O₂ espresso come media mensile;
 - che il Gestore, con la nota prot. 020/DIRGE/PM/ab del 20/02/2015, evidenzia per il camino **E14 (C5)** – Caldaia 5 che il Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) allegato al Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/2011 della Raffineria di Milazzo S.C.p.A. (al paragrafo 8.2 – sezione “Centrale termoelettrica” - pag. 59) riporta:
 - “ si prescrive per la caldaia C5 il rispetto dei valore limite di cui all'Allegato II alla parte V del D.Lgs. 152/06, dando atto che, essendo rispettate tutte le condizioni necessarie richiamate dal suddetto Decreto, si può applicare la deroga di cui al comma 3.3 della Parte I del citato allegato II alla Parte V del D.Lgs. 152/06.”;
- e pertanto chiede di “confermare quanto già autorizzato al punto 8.2”;
- che il Gestore, nella nota prot. 020/DIRGE/PM/ab del 20/02/2015 e nel corso della riunione del 13/10/2015, dichiara che gli impianti cui sono asserviti i camini E1, E3, E5, E8, E2 ed E14 (C5) sono anteriori al 2002;
 - la serie storica 2012-2014 dei valori medi mensili delle emissioni relative ai parametri “SO₂”, “NO_x” e “polveri”, comunicati dal Gestore con la nota prot. 108/DIRGE/PM/ab del 10/09/2015;
 - che il Gestore non richiede deroghe per i microinquinanti;



Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)

- che il Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/2011 e s.m.i. prevede tra l'altro, allo stato attuale, per l'intera Raffineria di Milazzo i seguenti limiti di bolla:

Parametro	mg/Nm ³	tonn/anno
SO ₂	800	9'623
NO _x	300	2'574
Polveri	30	251

- che il Gestore, con nota prot. 077/DIRGE/PM/ab del 08/09/2014, ha presentato istanza di modifica non sostanziale per la realizzazione di alcuni interventi impiantistici presso l'Unità di Desolfurazione Distillati medi 1 (HDS 1), al fine di migliorare la qualità del prodotto ed incrementarne l'efficienza energetica (istanza codificata con l'id. **82/805**). Il gestore nell'istanza dichiara che la realizzazione degli interventi proposti comporterà una riduzione (su base annua) delle emissioni in atmosfera di SO₂, NO_x, CO e Polveri, prodotte dall'unità HDS 1;
- che il Gestore, con nota prot. 119/DIRGE/PM/ab del 27/11/2014, ha presentato istanza di modifica non sostanziale per la realizzazione di alcuni interventi impiantistici presso l'Unità Topping 3 e Vacuum, al fine di ammodernarne i forni e migliorarne le prestazioni (istanza codificata con l'id. **82/832**). Il gestore nell'istanza dichiara che la realizzazione degli interventi proposti includerà l'utilizzo di solo fuel gas quale alimentazione dei forni dell'impianto Topping 3, ed una riduzione (su base annua) delle emissioni in atmosfera di SO₂, NO_x, CO e Polveri, ai camino E1 ed E5 - istanza ancora in corso di valutazione;
- che la Commissione Europea ha avviato specifiche procedure di infrazione nei confronti dell'Italia per quanto riguarda la qualità dell'aria per il superamento dei valori limite di NO₂ (proc. 2015/2043) e PM₁₀ (proc. 2014/2147) in alcune regioni, tra cui la Sicilia;
- che la Commissione Europea ha in corso un EU-pilot (6898/14/ENVI) nei confronti dell'Italia in merito a "problemi relativi al monitoraggio dell'aria in Sicilia";
- che non risultano agli atti della Commissione IPPC attualmente procedure di infrazione in corso per quanto riguarda gli ossidi di zolfo nella regione Sicilia;
- che non risultano agli atti della Commissione IPPC informazioni in merito a specifici strumenti di pianificazione regionale ed alle relative misure individuate, pertinenti al caso in esame;
- quanto riportato nella nota della Commissione prot. CIPPC 00-2015-0001302 del 08/07/2015, recante tra l'altro criteri minimi per la conduzione delle istruttorie relative alle raffinerie, ed in particolare l'indicazione alla possibilità di concedere deroghe, ove ne sia dimostrata l'effettiva esigenza, solamente nelle more del riesame per l'applicazione delle BAT*Conclusions*, e comunque non oltre il 31 dicembre 2016;
- che ulteriori valutazioni dovranno essere effettuate (ex art. 29-octies, comma 3, lettera a) del



Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)

D.Lgs. 152/2006, così come modificato da ultimo dal D.Lgs. 46/2014) nel corso del riesame relativo alla Decisione di Esecuzione della Commissione europea del 9/10/2014 (2014/738/UE) che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT *Conclusions*) concernenti la raffinazione di petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE, recepita dal D.Lgs. 46/2014;

Considerato

In particolare per quanto attiene ai camini

E1, E3, E5 ed E25

- che dall'esame di quanto riportato dal Gestore nella nota prot. 020/DIRGE/PM/ab si evince che per i camini E1, E3, E5 ed E25 lo stesso chiede di fatto l'applicazione di quanto previsto per il parametro "NO_x" dalla nota (2) del paragrafo A.1 2 della Sezione 4, dell'Allegato II, parte II alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., e per il parametro "Polveri" dal paragrafo A.2 della Sezione 5 del citato Allegato II, parte II, in caso di utilizzo di *"residui di distillazione e di conversione della raffinazione del petrolio greggio al fine del processo di raffinazione"*;
- che l'applicazione di quanto previsto, in termini possibilistici, per il parametro "NO_x" dalla nota (2) del paragrafo A.1 2 della Sezione 4, dell'Allegato II, parte II alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., e per il parametro "Polveri" dal paragrafo A.2 della Sezione 5 del citato Allegato II, parte II, è peraltro previsto in termini mandatori dall'allegato V, parte 1, punto 4 (nota1) e punto 7 (nota1) della direttiva 2010/75/UE;
- che, in relazione al caso in esame, le modifiche introdotte dal D.Lgs. 46/2014 al D.Lgs. 152/2006, relativamente ai limiti emissivi per i parametri "NO_x" e "polveri" non sono tali da variare i previgenti limiti emissivi ammissibili (relativamente ai camini E1, E3, E5 ed E25), mentre per il parametro "SO₂" i suddetti limiti variano solamente per i Grandi Impianti di Combustione alimentati con combustibili liquidi e di conseguenza per quelli a multi combustibile, ove sia presente una componente liquida;
- quanto previsto dal punto 3.4 della parte I dell'allegato II alla parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., in merito alla verifica del rispetto del limite derogato;
- che tra i valori medi mensili della serie storica 2012-2014 delle emissioni di SO₂, relativamente ai camini E1, E3, E5 ed E25, trasmessa dal Gestore con la nota prot. 108/DIRGE/PM/ab del 10/09/2015, i valori massimi risultano essere:
 - o E1: 703 mg/Nm³;
 - o E3: 798 mg/Nm³;
 - o E5: 662 mg/Nm³;



Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)

o E25: 201 mg/Nm³;

dal quale, nel rispetto di quanto previsto dal punto 3.4 della parte I dell'allegato II alla parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., in merito alla verifica del rispetto del limite derogato deriva una "mini bolla" pari a 569,53 mg/Nm³, valore non dissimile dal limite di emissione superiore (pari a 600 mg/Nm³) associato alla pertinente BAT 36, Tabella 14 di cui alla Decisione di Esecuzione della Commissione europea del 9/10/2014 (2014/738/UE) che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT *Conclusions*);

- quanto dichiarato dal Gestore con la nota prot. 148/DIRGE/PM/ab del 11/12/2015 in merito al parametro Polveri ed all'applicabilità a questo dei disposti di cui al punto 3.2 della parte I dell'allegato II alla parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. in relazione alla mix di combustibili utilizzati nella raffineria; nonché gli elementi forniti con la medesima nota in merito alla distribuzione dei diversi rapporti di *fuel oil / fuel gas*.
- che il presente provvedimento regola l'esercizio per il solo anno 2016 e che, pertanto, per i camini E1, E3, E5 ed E25 il Gruppo istruttore ritiene appropriato fare previsioni di esercizio sulla base degli ultimi tre anni di gestione e che sia concedibile una deroga per le emissioni di NO_x e polveri sulla base di uno scenario di utilizzo di *fuel oil* non superiore al 45% che costituisce un ragionevole margine di flessibilità operativa rispetto alla succitata percentuale di *fuel oil* mediamente impiegata rispettivamente:

Camino	Media triennio 2012-2014	Massimo triennio 2012-2014	Minimo triennio 2012-2014	note
E1	22,94	45		---
E3	34,72	59	13	Valori massimi concentrati nei primi 13 mesi del triennio
E5	9,11	49	0	Valori massimi concentrati nei primi 6 mesi del triennio
E25	7,61	13	0	---

- che il Gestore, per i camini E1, E3 ed E5 nell'istanza prot. 020/DIRGE/PM/ab del 20/02/2015, dichiara una frazione di calore fornito dal combustibile determinante (*fuel oil*) mediamente rappresentativa pari al 45%;
- che il Gestore, per il camino E25 nell'istanza prot. 020/DIRGE/PM/ab del 20/02/2015, dichiara una frazione di calore fornito dal combustibile determinante (*fuel oil*) mediamente rappresentativa pari al 10%, precisando successivamente con la nota prot. 148/DIRGE/PM/ab del 11/12/2015 la specificità di tale punto emissivo e la significativa fluttuazione della composizione del mix di combustibili alimentati agli impianti convogliati al camino E25; fluttuazioni dichiarate dal Gestore, nel corso della riunione del 17/12/2015, comprese tra il 20% ed il 45%;



Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)

- che il Gestore in sede di rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (rif. pag. 53 del PIC allegato al decreto autorizzativo DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/201) si è impegnato, nell'ambito dell'adozione delle migliori tecniche disponibili per la riduzione delle emissioni di particolato, all'utilizzo di un'elevata percentuale di combustibile gassoso;

Considerato

In particolare per quanto attiene ai camini
E8, E14 (C5), E14 (TG + C201) ed E30

- che il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. per "Grandi Impianti di Combustione" mono combustibile quali quelli afferenti ai camini E8 ed E14 (Tg + C201) non prevede alcuna tipologia di deroga ai limiti emissivi previsti a partire dal 1° gennaio 2016;
- che il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. per "Grandi Impianti di Combustione" mono combustibile quali quelli afferenti al camino E30 prevede, a partire dal 1° gennaio 2016, per il parametro "NO_x" un valore limite di emissione pari a 200 mg/Nm³;
- che il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. per "Grandi Impianti di Combustione" quali quelli afferenti al camino E14 (C5), all'Allegato II, parte I, punto 3.3 della Parte Quinta, del D.Lgs. 152/2006, così come da ultimo modificato dal D.Lgs. 46/2014, prevede (qualora la frazione di calore fornito dal combustibile determinate sia inferiore al 50%) che debbano rispettare un VLE risultante dall'applicazione del seguente algoritmo:

$$VLE_{3.3} = Fraz_{C.Det. (liq.)} \times [VLE_{C.Det. (liq.)} \times 2 - VLE_{C.nonDet (gas)}] + Fraz_{C.nonDet (gas)} \times VLE_{C.nonDet (gas)}$$

Dove:

$Fraz_{C.Det. (liq.)}$ = è la frazione di calore fornito dal combustibile determinante (liquido)

$Fraz_{C.nonDet (gas)}$ = è frazione di calore fornito dal combustibile non determinante (gassoso)

$VLE_{C.Det. (liq.)}$ = è il VLE relativo alla frazione di calore fornito dal combustibile determinante (liquido) determinato secondo quanto previsto dalle sezioni da 1 a 6 della parte II dell'allegato II alla parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

$VLE_{C.nonDet. (gas)}$ = è il VLE relativo alla frazione di calore fornito dal combustibile non determinante (gassoso) determinato secondo quanto previsto dalle sezioni da 1 a 6 della parte II dell'allegato II alla parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.



**Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)**

**Considerato
inoltre**

- che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per il rilascio del presente parere istruttorio conclusivo e le condizioni e prescrizioni ivi contenute. La non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'autorità competente, un riesame del presente parere, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti;
- che la valutazione della concessione delle deroghe di cui all'art. 28, comma 4, punto 3 del D.Lgs. 46/2014 deve tener conto della necessità di non determinare un aumento delle emissioni rispetto al previgente quadro autorizzativo;
- che restano a carico del Gestore, che è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni e i valori limiti di cui al Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/2011 e s.m.i. come integrate dal presente parere, nonché gli obblighi di cui al D.Lgs. 152/2006, come da ultimo modificato dal D.Lgs. 46/2014;
- che permane l'obbligo per il Gestore di rispettare i limiti di "bolla" fissati dal Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/2011 della Raffineria di Milazzo S.C.p.A. sita in Milazzo - San Filippo del Mela (ME), e modificati dal Decreto di compatibilità ambientale U.prot. DVA-DEC-2011-0000252 del 16/05/2011
- che restano a carico del Gestore, che si intende tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni diverse dall'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- quanto previsto, in capo all'Autorità di Controllo (ISPRA), in materia di controllo del rispetto delle condizioni delle autorizzazioni integrate ambientali dall'art. 29-*decies* del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.;
- che a partire dal 1° gennaio 2016, dovranno essere rispettati i limiti e gli obblighi imposti dal D.Lgs. 46/2014;

**il Gruppo Istruttore
ritiene**

che la richiesta di deroga presentata dal Gestore possa essere accolta solo parzialmente, ovvero nel



**Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)**

rispetto dei Valori Limiti massimi Emissivi e delle condizioni di seguito indicate:

Tab.1 – deroga ex punto 3.4

Camino	VLE SO ₂ (mg/Nm ³)	% O ₂
E1	600 come rapporto ponderato tra la sommatoria della masse di SO ₂ emesse e la sommatoria dei volumi di effluenti gassosi relativi a tutti gli impianti	3
E3		
E5		
E25		

Tab.2 – deroga ex punto 3.3

frazione di calore fornito dal combustibile determinante (liq.) ≤ 45%

Camino	impianto	Flusso (Nm ³ /h)	Pt (MWt)	combustibile	VLE AIA (mg/Nm ³)		O ₂
					NO _x :	Polveri:	
E1	Topping 3	144.175	163	Liq./gas	NO _x :	(A) (B)	3%
					Polveri:	(A) (C)	3%
E3	Topping 4	137.665	163	Liq./gas	NO _x :	(A) (B)	3%
					Polveri:	(A) (C)	3%
E5	Vacuum	75.584	83	Liq./gas	NO _x :	(A) (B)	3%
					Polveri:	(A) (C)	3%
E25	Idrogeno 1 LC-Finer HDC	156.527	178	Liq./gas	NO _x :	(A) (B)	3%
					Polveri:	(A) (C)	3%

(A) media mobile secondo il seguente algoritmo:

$$VLE_{3,3} = \text{Fraz}_{C,\text{Det. (liq.)}} \times [VLE_{C,\text{Det. (liq.)}} \times 2 - VLE_{C,\text{nonDet (gas)}}] + \text{Fraz}_{C,\text{nonDet (gas)}} \times VLE_{C,\text{nonDet (gas)}}$$

Dove:

- Fraz_{C,Det. (liq.)} = è la frazione di calore fornito dal combustibile determinante (liquido)
- Fraz_{C,nonDet (gas)} = è frazione di calore fornito dal combustibile non determinante (gassoso)
- VLE_{C,Det. (liq.)} = è il VLE relativo alla frazione di calore fornito dal combustibile determinante (liquido) determinato secondo quanto ai successivi punti (B) e (C)
- VLE_{C,nonDet. (gas)} = è il VLE relativo alla frazione di calore fornito dal combustibile non determinante (gassoso) determinato secondo quanto ai successivi punti (B) e (C)
- (B) VLE_{C,Det. (liq.)} = 450 mg/Nm³
- VLE_{C,nonDet. (gas)} = 300 mg/Nm³
- (C) VLE_{C,Det. (liq.)} = 50 mg/Nm³
- VLE_{C,nonDet. (gas)} = 5 mg/Nm³



Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)

Tab.3

Camino	impianto	Flusso (Nm ³ /h)	Pt (MWt)	combustibile	VLE D.Lgs. 46/14 (mg/Nm ³)		VLE AIA (mg/Nm ³)		O ₂
					SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	
E8	Reforming HDT	63.309	60,1	gas	SO ₂ : 35	NO _x : 300	SO ₂ : 35	NO _x : 300	3%
					Polveri: 5	Polveri: 5	3%		
					SO ₂ : 35	NO _x : 200	SO ₂ : 35	NO _x : 100	3%
E30	Idrogeno 3	49.553	50,7	gas	SO ₂ : 35	NO _x : 200	SO ₂ : 35	NO _x : 100	3%
					Polv: 5	Polveri: 5	3%		
					SO ₂ : 35	NO _x : 200	SO ₂ : 35	NO _x : 100	3%

Tab.4

Camino	impianto	Flusso (Nm ³ /h)	Pt (MWt)	Combustibile	VLE AIA - D.Lgs. 152/06 (mg/Nm ³)		O ₂
					SO ₂	NO _x	
E14 (C5)	Caldaia 5	460.729	109	Liq./gas	SO ₂	(a) (b)	3%
					NO _x	(a) (c)	3%
					Polveri	(a) (d)	3%
E14 (TG+ 201)	Turbina a gas Caldaia a rec.	460.729	162	gas	SO ₂	---	---
					NO _x	120	15%
					Polveri	---	---

(a) media mobile secondo il seguente algoritmo [frazione di calore fornito dal C. Det (liq.) < 50%]:

$$VLE_{3,3} = \text{Fraz}_{C.\text{Det. (liq.)}} \times [VLE_{C.\text{Det. (liq.)}} \times 2 - VLE_{C.\text{nonDet (gas)}}] + \text{Fraz}_{C.\text{nonDet (gas)}} \times VLE_{C.\text{nonDet (gas)}}$$

Dove:

- Fraz_{C.Det. (liq.)} = è la frazione di calore fornito dal combustibile determinante (liquido)
- Fraz_{C.nonDet (gas)} = è frazione di calore fornito dal combustibile non determinante (gassoso)
- VLE_{C.Det. (liq.)} = è il VLE relativo alla frazione di calore fornito dal combustibile determinante (liquido) determinato secondo quanto ai successivi punti (b), (c) e (d)
- VLE_{C.nonDet. (gas)} = è il VLE relativo alla frazione di calore fornito dal combustibile non determinante (gassoso) determinato secondo quanto ai successivi punti (b), (c) e (d)
- (b) VLE_{C.Det. (liq.)} = 250 mg/Nm³ [VLE per frazione di calore fornito dal C. Det. (liq.) ≥ 50%]
VLE_{C.nonDet. (gas.)} = 35 mg/Nm³
- (c) VLE_{C.Det. (liq.)} = 450 mg/Nm³ [VLE per frazione di calore fornito dal C. Det. (liq.) ≥ 50%]
VLE_{C.nonDet. (gas)} = 300 mg/Nm³
- (d) VLE_{C.Det. (liq.)} = 50 mg/Nm³ [VLE per frazione di calore fornito dal C. Det. (liq.) ≥ 50%]
VLE_{C.nonDet. (gas)} = 5 mg/Nm³



Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)

Al Camino E14 dovrà inoltre essere rispettato un valore di emissione calcolato come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse di inquinanti emesse dai camini E14 (C5) e E14 (TG+C201), calcolata ai rispettivi VLE, e la sommatoria dei volumi di effluenti gassosi dell'intero camino E14.

Dovranno inoltre essere rispettate le seguenti condizioni:

1. i VLE di cui alle tabelle 1 e 2 sono applicabili fintanto che permangono le condizioni per gli impianti multi combustibile di cui al punto 3 della parte I dell'allegato II alla parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.;
2. i VLE sopra riportati si intendono autorizzati nelle more del riesame per l'applicazione delle BAT *Conclusions*, e comunque non oltre il 31 dicembre 2016;
3. i VLE sopra riportati relativi ai parametri NO_x e Polveri sono applicabili fintanto che sono utilizzati combustibili intesi come "*residui di distillazione e di conversione della raffinazione del petrolio greggio ai fini del processo di distillazione*" prodotti *in situ*. Eventuali modifiche della tipologia dei combustibili utilizzati dovranno essere preventivamente autorizzate;
4. la frazione di calore fornito dal combustibile determinante (liquido) relativa agli impianti connessi con i camini E1, E3, E5 ed E25 potrà al massimo essere pari rispettivamente al 45%;
5. i VLE si intendono su base mensile alla temperatura di 273,15 K ed una pressione di 101,3 kPa, previa detrazione del tenore di vapore acqueo degli effluenti gassosi, nel rispetto di quanto previsto al punto 5.1 della parte I, dell'allegato II alla parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.;
6. gli ulteriori punti emissivi presenti nella Raffineria nonché le emissioni di inquinanti, non disciplinati dal presente parere debbono rispettare i pertinenti limiti emissivi fissati dal Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/2011 e s.m.i. e dal Decreto di compatibilità ambientale U.prot. DVA_DEC-2011-0000252 del 16/05/2011, ovvero dal D.Lgs. 152/2006, come da ultimo modificato dal D.Lgs. 46/2014, con particolare riferimento a quanto disposto per i "Grandi Impianti di Combustione";
7. il Gestore dovrà confermare con apposita documentazione tecnica, da trasmettere all'Autorità Competente entro e non oltre 6 mesi dal ricevimento del presente parere, che le modifiche dell'assetto dell'utilizzo dei combustibili non producano effetti aggiuntivi negativi sui microinquinanti emessi dalla raffineria;
8. Ai fini dell'aggiornamento del PMC, per stabilire le corrette modalità di monitoraggio delle emissioni dal camino E25, si prescrive al Gestore di fornire all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo nei tempi tecnici strettamente necessari una stima/calcolo dei singoli contributi emissivi derivanti da ciascuno dei tre impianti ad esso afferenti.



**Commissione Istruttoria IPPC
Raffineria di Milazzo S.C.p.A.
Milazzo - San Filippo del Mela (ME)**

Qualora le Amministrazioni Competenti segnalino superamenti dei valori di qualità dell'aria all'introno della Raffineria gli stessi, a norma dell'art. 29-octies del D.Lgs n. 152/2006 e s.m.i. potranno proporre all'Autorità Competente per l'AIA il riesame della stessa autorizzazione, ai fini della revisione dei VLE fissati, in particolare quando e' accertato che le prescrizioni stabilite nell'autorizzazione non garantiscono il conseguimento degli obiettivi di qualità ambientale fissati

Quanto sopra fermo restando gli eventuali pronunciamenti, in sede di Conferenza dei Servizi, da parte della Regione, in raccordo con gli altri enti territoriali, in merito alla compatibilità dell'impianto, come autorizzato ai sensi del presente parere, al quadro ambientale riscontrabile dagli strumenti di pianificazione regionale, ed alle relative misure individuate.

Restano fermi per il Gestore gli obblighi previsti dal Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/2011 della Raffineria di Milazzo S.C.p.A. e s.m.i., dal D.Lgs. 152/2006, come da ultimo modificato dal D.Lgs. 46/2014, nonché da ogni altra prescrizione derivante da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni diverse dall'Autorizzazione Integrata Ambientale.

In relazione a quanto sopra il Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) allegato al Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/2011 della Raffineria di Milazzo S.C.p.A. e s.m.i., deve intendersi integrato e modificato conformemente al presente parere, e, ove del caso, il Piano di Monitoraggio e Controllo dovrà essere conseguentemente adeguato a cura dell'ISPRA, con particolare riferimento al monitoraggio dei microinquinanti.

REGISTRO UFFICIALE - INGRESSO
Prot. 000223 DVA del 08/01/2016



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

000126

07 GEN. 2016

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma



OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC_post_CdS) della
domanda di AIA presentata da RAFFINERIA di Milazzo S.C.p.A. ID_878

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo relativo all'impianto di cui all'oggetto, prot. CIPPC-00_2015-0002518 del 18/12/2015, in allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo.

Il Responsabile dell'accordo di collaborazione
ISPRA/MATTM sull'attività CIPPC
Dott. Claudio Cambobasso



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO
(articolo 6)

GESTORE	RAFFINERIA MILAZZO SCPA
LOCALITÀ	COMUNE DI MILAZZO E COMUNE DI SAN FILIPPO DEL MELA
DATA DI EMISSIONE	23/12/2015
NUMERO TOTALE DI PAGINE	50

Ing. Gaetano Battistella – Coordinatore ISPRA



INDICE

Nota alle modifiche apportate al PMC allegato al decreto AIA	4
Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano	5
SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI DEL GESTORE	7
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME	7
Consumi/Utilizzi di materie prime	7
Consumi idrici	8
Consumi energetici	8
Bilancio dello zolfo.....	9
2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA	10
Emissioni dai camini e prescrizioni di monitoraggio relative	10
Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative	13
Sistema torcia.....	15
3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA	17
Scarichi e relative prescrizioni.....	17
4. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE.....	21
5. MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY	22
6. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA	23
8. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	25
9. MONITORAGGIO ODORI	26
SEZIONE 2 – METODOLOGIE DEI CONTROLLI	30
10. METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI	30
Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate	30
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate.....	31
Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria (fuel gas)	32
Metodi di analisi elementare del BTZ	32
Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali.....	32
Calcolo concentrazione SO2.....	32
Determinazione fattore emissione NOx e controllo del CO	33
Determinazione rendimento di desolfurazione.....	34
Efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico.....	35
Metodi analisi acque reflue.....	35
Misure continue	35
Misure di laboratorio	36
Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee.....	37
Metodo di misura del rumore	38
11. ATTIVITA' DI QA/QC.....	39
Sistema di monitoraggio in continuo (SMC).....	39
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi	39
Analisi delle acque in laboratorio	40
Campionamenti.....	41
SEZIONE 3 - REPORTING	42
12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	42
Definizioni	42
Validazione dei dati	43
Indisponibilità dei dati di monitoraggio	44
Eventuali non conformità	44



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Obbligo di comunicazione annuale	44
Dichiarazione di conformità all'AIA	44
Reporting in situazioni di emergenza	45
Reporting mensile RAFFINERIA	46
Reporting annuale RAFFINERIA	46
Gestione e presentazione dei dati	48
13. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO	49
Attività a carico del Gestore	49
Attività a carico dell'Ente di Controllo	49



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA

In questo paragrafo vengono riportati i riferimenti da cui sono scaturite le modifiche apportate al PMC allegato al Decreto AIA prot.DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/2011.

Il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti modifiche al Decreto AIA prot. DVA-DEC-2011-0000042 del 14/02/2011:

1. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2015-0004976 del 23.02.2015, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per aggiornamento dei valori limite di emissione delle Grandi Unità di Combustione (GIC) di Raffineria, in conformità ai disposti dell'art. 273, co. 3 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. (ID 878);

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	PMC Raffineria di Milazzo	29.1.2010	PMC originario di AIA
1	PMC 5 Raffineria di Milazzo	1/4/2010	PMC post HMU – Decreto del 14/2/2011
2	PMC 6 Raffineria di Milazzo	30/11/2015	<u>ID 878 Aggiornamenti:</u> Pag.11 Capitolo 2 - 'Monitoraggio delle emissioni in aria' Pag. 42 Paragrafo 'Attività a carico dell'Ente di Controllo'
3	PMC 7 Raffineria di Milazzo	23/12/2015	<u>Post Conferenze dei Servizi del 14/12/2015 e del 23/12/2015</u> Pag, 11-13 Capitolo 2 - 'Monitoraggio delle emissioni in aria' Inserimento Micro Inquinanti da monitorare ai GIC in deroga ai VLes e rettifica refuso



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo rappresenta parte essenziale dell'autorizzazione integrata ambientale ed il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite per il campionamento e delle modalità di esecuzione dei previsti controlli e misure.

Qualora durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, e ciò sia su proposta motivata da parte del gestore che su richiesta di ISPRA, le promosse istanze potranno essere oggetto d'esame e valutazione da parte dell'Autorità Competente.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Gestore deve dotarsi di una struttura, adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali, necessarie azioni correttive.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare a propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dal presente PMC.

Per quanto non specificato nel presente Piano di monitoraggio e controllo resta valido quanto indicato dal Gestore nel documento "Allegato E4 Rev. 1 - Piano di Monitoraggio e Controllo", rev. 30 Gennaio 2007 trasmesso a Giugno 2009.

PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO

Il gestore dovrà eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio.

DIVIETO DI MISCELAZIONE

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione delle emissioni, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"¹ durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo, si stabilisce inoltre che:

1. In caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Autorità di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati

¹ Un sistema o componente è definito operabile se la prova periodica, condotta secondo le indicazioni di specifiche norme di sorveglianza e delle relative procedure di sorveglianza, hanno avuto esito positivo.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito.

2. La strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI DEL GESTORE

1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

Consumi/Utilizzi di materie prime

Devono essere registrati almeno i consumi di greggio, semilavorati, idrogeno, additivi di blending, chemicals, metano, fuel gas e fuel oil secondo le modalità riportate nella seguente tabella 1.

Tabella 1 Consumi di materie prime e combustibili:

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Greggio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Alla ricezione	Sistema informatico (database in formato elettronico) e registro d'impianto
Semilavorati	Pesatura all'ingresso o volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Alla ricezione	
Idrogeno	Contatore e flange di misura	Tonn	Giornaliera	
Additivi blending	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Alla ricezione	
Chemicals impianti	Bolla di consegna al magazzino	Tonn	Alla ricezione	
Metano	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Fuel gas	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Fuel oil	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	

In assenza di un sistema di contatori del consumo di combustibili sulle singole utenze il Gestore può prevedere, in prima applicazione, la misura dei singoli flussi di combustibile aggregati per sorgenti, come da piano di monitoraggio per le emissioni di CO₂, effettuando invece un calcolo o una stima dei consumi dei diversi combustibili sulle singole utenze.

In ogni caso il Gestore deve presentare entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA un idoneo piano di fattibilità delle misure sulle singole utenze da attuare entro i termini di validità dell'AIA, con indicazione dei punti di misura e tipologie dei contatori/sistemi di misura.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Mensilmente deve essere effettuata l'analisi elementare (evidenziandone in particolare la percentuale di zolfo) del greggio e dei combustibili (metano, fuel gas, gasolio, fuel oil) indicati in tabella 1. Il Gestore deve inoltre indicare nel rapporto analitico la provenienza (unità di processo) del campione analizzato e le ragioni della sua rappresentatività.

Mensilmente deve essere effettuata sul Fuel oil l'analisi dei seguenti microinquinanti: arsenico, antimonio, berillio, cadmio, cobalto cromo, manganese, mercurio, piombo, nichel, rame, selenio, tallio, vanadio e zinco.

Consumi idrici

In relazione al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendolo nelle diverse tipologie (acqua mare, acqua demi, acqua potabile, acqua industriale, acqua da recupero, ecc.).

Le registrazioni dei consumi devono essere fatte settimanalmente specificando anche la funzione di utilizzo dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, raffreddamento, ecc.) e le fasi di utilizzo secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 2.

Tabella 2 Consumi idrici:

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata m ³ /mese	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua mare	Contatore			Settimanale	database in formato elettronico e registro d'impianto
Acqua pozzo	Contatore				
Acqua TAP					
Acqua potabile	Contatore				

Consumi energetici

Si devono registrare, con cadenza giornaliera, i consumi di energia elettrica ricevuta (assorbita) da rete di trasmissione nazionale e i consumi di energia elettrica e termica autoprodotta secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 3.

Tabella 3 Consumi di energia elettrica e termica:



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Descrizione	Metodo misura	Quantità MWh/mese	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia importata	Contatore		Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Energia autoprod.	Contatore		Giornaliera	

Bilancio dello zolfo

Sulla base dei monitoraggi effettuati si deve registrare, con cadenza mensile, il bilancio di massa (input vs output) dello zolfo nel quale dovrà essere chiaramente indicato se il singolo dato riportato è derivante da una misura/stima/calcolo e il corrispondente sistema di misura o stima/calcolo.



2. **MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA**

Emissioni dai camini e prescrizioni di monitoraggio relative

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenza stabilita nella successiva tabella 4.

- E1 – 2 camini forno F1- Topping 3
- E3 – 2 camini forno F1- Topping 4
- E5 – camino forno F1- Vacuum
- E6 – camino forno F102 - FCC
- E7 – camino CO boiler – FCC
- E8 – camino forno desolforazione benzine e reforming catalitico(unico)
- E9 – camino forno desolforazione distillati medi (HDS-1)
- E10 – camino forno post-combustore impianto zolfo
- E12 – fornello F302 – impianto rigenerazione H₂SO₄
- E13 – Vent C306 – impianto rigenerazione H₂SO₄
- E14 – camino CTE (caldaia 5+ TG + C201)
- E17 – camino emergenza – FCC (normalmente non in funzione)
- E22 – Vent atmosferico da VRU caricamento autobotti benzine
- E23 – scarico VRU pontile 1
- E25 – camino impianto di conversione (UNICRACKER+ H₂+LCF)
- E26 – camino forno di desolforazione gasoli 2 (HDS-2)
- E27 – camino forno di desolforazione nafta 2 (HDT-2)
- E30 - camino forno impianto HMU3

Per i punti di emissione E29 – “Vent” impianto T.A.Z. e 1/..35 – cappe di laboratorio, come sfiati in atmosfera non soggetti agli obblighi di monitoraggio, si dovranno rispettare i limiti generali indicati nel D.Lgs. 152/06.

Il Gestore deve sottoporre per approvazione all’Autorità competente e all’Ente di controllo, entro 3 mesi dal rilascio dell’AIA, la procedura che intende adottare per il calcolo della Bolla di Raffineria (mensile e giornaliera) e delle emissioni in massa annue.



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tabella 4 Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai punti di emissione di Raffineria

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO ₂ NO _x (come NO ₂) CO PTS Ossigeno Temp. (entro 12 m) Portata (entro 12 m)	Camino E1 Camino E3 Camino E5 Camino E6 Camino E7 Camino E8 Camino E14 Camino E25 Camino E26 Camino E27 Camino E30	Continuo	NDIR NDIR NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
SO ₂ NO _x (come NO ₂) CO PTS Ossigeno Temperatura Portata	Camino E1 Camino E3 Camino E5 Camino E6 Camino E7 Camino E8 Camino E9 Camino E10 ad eccezione del parametro Polveri) Camino E12 Camino E13 (ad eccezione dei parametri NO _x , CO e Polveri) Camino E14 Camino E25 Camino E26 Camino E27 Camino E30	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
Arsenico Cadmio Cadmio Cobalto Cromo Mercurio Nichel Piombo Rame Selenio Vanadio Zinco PM10	Camino E1 Camino E3 Camino E5 Camino E6 Camino E7 Camino E8 (solo PM10) Camino E9 (solo PM10) Camino E14 (solo PM10) Camino E25 Camino E26 (solo PM10) Camino E27 (solo PM10) Camino E30 (solo PM10)	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate. Laboratorio certificato



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

IPA Ossigeno Tempertaura Portata			
H ₂ S Resa di conversione	Unità recupero zolfo in ingresso (*) Camino E10 - Unità recupero zolfo in uscita	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate. Laboratorio certificato
Benzene HC totali	E22, E23 - Unità di Recupero Vapori	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate. Laboratorio certificato

(*) Per l'Unità recupero zolfo in ingresso, il Gestore presenterà ad ISPRA, entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA per approvazione, una specifica procedura con una metodologia di calcolo alternativa per la resa di conversione dello zolfo, basata sulla misurazione dello zolfo puro prodotto insieme ai dati a camino, per dimostrarne la maggiore affidabilità.

Durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming si prescrive il controllo della presenza di diossine (PCDD/PCDF) attraverso il campionamento e analisi del gas di rigenerazione nel punto di prelievo idoneo (punto di rilascio in atmosfera dei gas di rigenerazione).

Altre indicazioni:

- Parametri operativi (1): Misura e annotazione sul registro d'impianto e database su formato elettronico delle tipologie e delle quantità processate (cariche, soluzioni, etc.) nelle singole unità di processo.
- Parametri operativi (2): Misura e annotazione sul registro d'impianto e database su formato elettronico delle tipologia e quantità di combustibile impiegato nei processi di combustione.
- Parametri operativi (3): Annotazione su registro d'impianto e database elettronico delle medie orarie superiori ai valori soglia di bolla.
- Modalità di registrazione dei controlli: Registrazione su sistema informativo per i controlli in continuo; bollettini analitici e database su formato elettronico per i controlli periodici.
- Reporting del Gestore: Annuale.
- Controllo Ente preposto: Controllo reporting e sopralluogo programmato annuale.

Per i Camini E1, E3, E5, E8, E25, E30, E14/C5, E14/TGCC a cui affkuiscono i fumi dei Grandi Impianti di Combustione (GIC) a cui si applicano le deroghe ai VLes concesse per l'anno 2016 di cui al procedimento ID 878, per almeno 6 mesi è prescritto n. 1 monitoraggio puntuale ad opera di un Soggetto indipendente dei seguenti Micro Inquinanti:

- Ai Camini E8, E14, E30: C₆H₆, NH₃, HCl, COV, PM₁₀;
- Ai Camini E1, E3, E5, E25: C₆H₆, NH₃, HCl, COV, PM₁₀, As, Cd, Co, Cr, Cr IV, Cu, Hg, IPA, Ni, Pb, Se, Zn, V.



Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative

Il Gestore deve sviluppare, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA e del presente piano di monitoraggio e controllo, un programma scritto di LDAR, con indicazione delle sequenze di censimento degli impianti, delle tempistiche stimate per il completamento della prima fase di monitoraggio estensivo (calendario) e delle metodologie da adottare, ed, entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA, il completamento del censimento delle sorgenti di emissioni fuggitive ed avvio delle attività di monitoraggio ed intervento con un database che contenga:

a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20 °C, sigla del componente rintracciabile sull'impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni / non contenente cancerogeni);

b) costruzione di un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office – MS Access". Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con query di verifica dei seguenti argomenti:

- data di inserimento del componente nel programma LDAR,
- date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" della riparazione e motivo,
- numero di monitoraggi realizzati nel trimestre,
- numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
- calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
- numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
- qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma;

c) procedure per includere nel programma nuovi componenti;

d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "*emettitori cronici*";

e) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;

f) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;

g) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;

h) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;

i) le procedure di QA/QC.

I risultati del programma dovranno essere registrati su database in formato elettronico e su formato cartaceo e saranno allegati al Reporting annuale che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo. Una sintesi dei risultati del programma riportata nel Reporting dovrà indicare:

- il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
- la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
- le apparecchiature utilizzate;
- i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
- le condizioni climatiche presenti;



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- il rumore di fondo riscontrato;
- la percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato considerando i tre range di rispetto: >10000 ppmv, 10000-1001 ppmv e 1000-0 ppmv;
- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione.

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm_{volume} espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:

Componenti	Rilascio prima licenza	Rinnovi successivi
Pompe	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

A complemento della definizione è considerata perdita, qualunque emissione che risulta all'ispezione visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi ecc), indipendentemente dalla concentrazione, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione di sapone.

Si definisce emettitore cronico l'elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10.000 ppmv come metano per due volte su quattro consecutivi trimestri. Un tale componente deve essere, secondo procedura, sostituito con un elemento costruttivamente di qualità superiore durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione sono anche essi indicati nella tabella 5.

Tabella 5 - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR (dopo la prima fase di monitoraggio estensivo)

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su registri
Valvole/Flange	Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% ed annuale dopo 5 periodi di perdite inferiori al 2%) Annuale se intercettano correnti con sostanze non cancerogene	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi contenenti alte	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale		
Tenute dei compressori	Annuale se intercettano		



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Valvole di sicurezza	“stream” con sostanze non cancerogene	concentrazioni di benzene	
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente	l'intervento deve iniziare	
Componenti difficili da raggiungere	Biennale	immediatamente dopo l'individuazione della perdita	
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro		Annotazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo un programma e procedure equivalenti purché questi ultimi siano di pari efficacia. In ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte.

Sistema torcia

Il sistema “Torcia” è parte integrante del sistema di sicurezza della Raffineria ed è normalmente progettato per trattare un largo spettro di flussi di gas e composizioni corrispondenti ai diversi casi dimensionanti. L'attivazione del sistema di Torcia può essere dovuto alla apertura di una o più valvole di sicurezza su un singolo vessel in pressione, ad un gruppo di valvole di una unità, o una perdita di pressione generalizzata a tutta la raffineria per mancanza di elettricità o per altre cause e comunque ad una sovrappressione che si instaura nel sistema di blow-down ad essa collegato. Questo fa sì che la composizione ed il flusso del gas in torcia siano ampiamente non prevedibili.

La valutazione del flusso di massa che viene avviato alla torcia non può, quindi, essere valutato dalla semplice determinazione della velocità di flusso, ma risulta necessario determinarne anche la composizione.

Inoltre, poiché il sistema di torcia è integrale al sistema di sicurezza da sovrappressioni, il metodo di misura del flusso deve essere tale da determinare il minimo di perdite di carico nel collettore di torcia al fine di non incrementare la contropressione nel collettore stesso. Quindi i dispositivi di misura debbono essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura, ma anche in termini di minime perdite di carico.

A tal fine i dispositivi di misura debbono avere: un largo intervallo di velocità misurabili, la simultanea misura della massa molecolare del gas e minime perdite di carico.

La composizione del gas avviato alla torcia può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente.

La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo.

Un incremento del flusso sopra una certa “soglia” può essere utilizzato come avvio dell'operazione manuale o strumentale di campionamento. Se l'evento di sficolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una "soglia" di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. La soglia è stabilita in 1100 kg/h. Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" ($\cong 1$ m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le caratteristiche specificate nel successivo paragrafo "metodi di misura", tale valore corrisponde a circa 10 volte il minimo flusso determinabile al più basso valore del range (nell'intervallo di $\pm 5\%$ di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la "soglia" deve essere modificata.

Il Gestore deve operare l'installazione della strumentazione entro e non oltre **12 mesi dal rilascio dell'AIA** e deve altresì garantire che, successivamente a tale data, durante ogni evento di sficolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti (manuale o automatico) la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia.

Metodi di misura

Flussimetro

Il flusso di gas mandato alla torcia deve essere monitorato continuamente con l'utilizzo di un flussimetro che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. Limite di rilevabilità 0,03 metri al secondo
2. Intervallo di misura corrispondente a velocità tra 0,3 e 84 metri al secondo nel punto in cui lo strumento è installato
3. Lo strumento deve essere certificato dal costruttore con un'accuratezza, nell'intervallo di misura specificato al precedente punto 2, di $\pm 5\%$
4. Lo strumento deve essere installato in un punto della tubazione d'adduzione alla torcia tale da essere rappresentativo del flusso di gas bruciato in fiaccola
5. Il gestore deve garantire, mantenendo una frequenza di taratura non inferiore a una volta al mese, una accuratezza di misura di $\pm 20\%$.

Campionamento del gas (automatico o manuale)

Il Gestore deve installare un sistema di campionamento del gas mandato alla torcia che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. il punto di campionamento del gas, sia esso realizzato manualmente sia strumentalmente, deve essere rappresentativo della reale composizione del gas
2. il sistema di campionamento deve essere uno dei seguenti due proposti:

a) Campionamento manuale:

- Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla "soglia", un campione manuale deve essere preso ad intervalli di 15 minuti;
- I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".

b) Campionamento automatico

- Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla "soglia" di 1100 kg/h, un campione automatico deve essere preso ad intervalli di 15 minuti ed il campionamento deve continuare fino a che il flusso del gas inviato alla torcia, per ogni successivo intervallo di 15 minuti, non sia inferiore alla soglia.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- Se è scelta la modalità di ottenimento di un campione integrato su tutto l'intervallo di superamento della soglia deve essere preso un campione ogni 15 minuti fino al riempimento del contenitore del campionatore automatico. Se, in relazione alla necessità di campionare ulteriormente dovuta al prolungarsi dell'evento di sfaccolamento, il contenitore deve essere sostituito con uno vuoto ciò deve avvenire nell'intervallo di tempo non superiore all'ora. Il contenitore del campione deve comunque essere sostituito per eventi superiori alle 24 ore.
- I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".

E' possibile eseguire l'analisi con strumentazione automatica (il campionamento deve essere anch'esso automatico e rispondente alla caratteristiche del punto b) in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".

Metodi di analisi

Campionamento automatico e campionamento manuale

- Idrocarburi totali e metano ASTM D1945-96, ASTM UOP 539-97 o US EPA Method 18 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d'idrogeno ASTM D1945-96 (o versioni più aggiornate)

Analizzatori automatici

- Idrocarburi totali e metano USEPA Method 25 A o 25 B
- Zolfo ridotto totale ASTM D4468-85 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d'idrogeno ASTM D4084-94 o ASTM UOP 539-97 (o versioni più aggiornate)

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa.

Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un' inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad all'Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Il Gestore della Raffineria di Milazzo riferisce che la strumentazione di misura attualmente installata sui collettori di blow down che convogliano i flussi gassosi alle due torce idrocarburiche esistenti già consente la determinazione della portata massica del gas inviato a ciascun sistema di torcia effettuando una determinazione del flusso volumetrico e del peso molecolare.

3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Scarichi e relative prescrizioni

Per lo scarico 1S viene fissata una frequenza degli autocontrolli riportati nella tabella 6. Come monitoraggio **semestrale** per tutti i parametri da tabella 6, i campionamenti e le analisi devono essere effettuati tramite affidamento a laboratori certificati.



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tabella 6 - Monitoraggio dello Scarico 1S

Inquinante/ Parametro	Tipo di verifica/ frequenza	Tipo di campione
Flusso	Misura continua con flussimetro	
pH	Misura continua	
Temperatura acqua in uscita °C	Misura continua	
Solidi sospesi totali	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
BOD ₅	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
COD	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cromo totale	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cromo IV	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Arsenico, Cadmio, Mercurio, Nichel, Piombo, Rame, Zinco	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cianuri totali (come CN)	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Solfuri	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Fluoruri	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cloruri *	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Fosforo totale (come P)	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Azoto ammoniacale (espresso come NH ₄)	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto nitroso (come N) Azoto nitrico (come N)	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Oli e grassi	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Idrocarburi totali	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Fenoli	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Solventi organici aromatici (come BTEX)	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
MTBE / ETBE	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto totale	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Vanadio	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Benzene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Toluene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Xilene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
AOX	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
TOC	Misura continua	



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

TOC	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
PBDE totali *	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
PCDD/PCDF	Verifica in occasione della fase di rigenerazione del catalizzatore e almeno trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Composti organo stannici *	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
IPA *	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore

- Parametri di indagine conoscitiva provvisoria, di possibile eliminazione dopo 2 trimestri, ove di valore non significativo

Con frequenza giornaliera devono essere rilevati e registrati (su file e quaderni d'impianto) i valori medi giornalieri, rilevati su base oraria, del TOC monitorati dai misuratori in continuo posti sullo scarico IS.

Durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming si prescrive di procedere al controllo per eventuale presenza di PCDD e PCDF sul refluo chimico (soluzione di lavaggio di NaOH) nel punto di prelievo adatto (punto di scarico finale a mare S1).

Altre indicazioni relative al monitoraggio delle emissioni in acqua:

- Modalità di registrazione dei controlli: Bollettini analitici e database su formato elettronico.
- Reporting del Gestore: Annuale.
- Controllo Ente preposto: Controllo reporting e sopralluogo programmato annuale.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

4. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE

Le indicazioni relative al monitoraggio delle acque sotterranee sono indicati nel Piano di monitoraggio e controllo proposto dal Gestore rispetto al quale non vengono poste indicazioni diverse.

In aggiunta a quanto sopra, qualora non sia già previsto come di seguito richiesto, nell'ambito degli interventi di cui sopra, è richiesto un monitoraggio conoscitivo delle acque di falda nei piezometri, ubicati internamente al perimetro di Raffineria a ridosso del parco serbatoi, per i seguenti parametri:

Tabella 8 - Monitoraggio acque sotterranee

Piezometri	Parametro/inquinante	UM	Tipo di monitoraggio	Metodi e standard riferimento/riferimento legislativo	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting
Piezometri a ridosso del parco serbatoi	Metalli pesanti	µg/l	Mensile e a seguito di evento incidentale	EPA 200.15 1994	Registrazione su sistema informativo	Annuale
	Oli minerali			EPA 200.9 1994		
	BTEX			EPA 200.7 1994		
	IPA			APAT IRSA CNR 5160B2 vol.2-2003		
	MTBE			EPA 8260C 2006		

Tale monitoraggio conoscitivo può essere costituito, ove disponibili, dai risultati ottenuti dalla attuale rete piezometrica nel previsto monitoraggio a protezione dell'inquinamento delle acque sotterranee della intera Raffineria (livello falda, temperatura, concentrazione degli inquinanti) per i dati sui parametri richiesti relativi all'area del parco serbatoi.

In un documento allegato al Reporting che il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Ente di controllo, devono essere indicati i risultati del monitoraggio delle acque sotterranee.



5. **MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY**

In sede di reporting periodico, così come regolamentato dal presente PMC, il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Ente di controllo, l'indicazione dei serbatoi che alla data di trasmissione del report:

- sono già dotati di doppio fondo e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri;
- sono già dotati di pavimentazione dei bacini e i serbatoi che saranno oggetto di pavimentazione dei bacini nei successivi 8 semestri.

Suddetto elenco dovrà essere regolarmente aggiornato anche su eventuali planimetrie.

Sempre in sede di reporting periodico, devono essere inoltre indicate in elenco e in planimetria le *pipe-way* già dotate di pavimentazione e quelle che ne saranno oggetto nei successivi 8 semestri.

Inoltre, il Gestore deve predisporre, entro 24 mesi dal rilascio dell'AIA, un Programma di ispezioni preventive che consenta di valutare e prevedere specifici interventi da realizzare sul sistema *pipe-way* e un Programma di ispezioni per il controllo e la verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici di impianto e del deposito nazionale, nell'ambito delle procedure del Sistema di Gestione Ambientale.

Suddetto piano deve prevedere che in ogni semestre sia stata effettuata:

- una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più di cinque anni;

o in alternativa

- un monitoraggio mediante emissioni acustiche dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più delle possibilità di ulteriore esercizio risultante dal monitoraggio e comunque che non sia datata più di cinque anni.

Laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro sei mesi dall'AIA.

Qualsiasi perdita di integrità e qualsivoglia sospetto di possibile perdita di integrità, derivante dall'esecuzione del programma di controllo o da qualsiasi altra osservazione d'impianto, devono essere immediatamente comunicate all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, assieme ad un piano di azione immediata e a un programma di intervento per riparazione.

Laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro sei mesi dall'AIA.

Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate precedentemente al rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, secondo le regole di validità temporale indicate ai punti precedenti.

In sede di prima autorizzazione, è richiesta la trasmissione del programma e del protocollo di ispezione all'Autorità competente e all'Ente di controllo in occasione del primo reporting periodico. Successivamente, dovranno essere trasmessi eventuali aggiornamenti in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

E' richiesta infine la registrazione dei risultati del programma su database in formato elettronico nonché la comunicazione dei risultati all'Autorità competente e all'Ente di controllo in sede di reporting periodico.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

6. **MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA**

Il Gestore, al fine di mantenere sotto controllo la rete di convogliamento delle acque oleose di raffineria deve presentare un piano di verifica pluriennale dei tratti di fognatura "oleosa".

A tal fine il Gestore presenterà all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 180 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo un piano di ispezione della rete fognaria che deve svilupparsi nel corso dei sei anni di validità del presente piano di monitoraggio e controllo.

La verifica della tenuta dei collettori e degli allacciamenti fognari deve essere realizzata in accordo alla norma **UNI EN 1610 o equivalente**.

L'eventuale esito negativo delle prove idrauliche deve portare, come conseguenza, all'accertamento dei motivi di tale risultato attraverso, per esempio, l'ispezione televisiva delle condotte, anche al fine di rilevare utili informazioni per i successivi interventi di risanamento.

Nel caso di necessità di intervento il Gestore deve attuare i necessari lavori di ripristino delle tubazioni nel più breve tempo tecnicamente possibile.

Il Gestore deve realizzare un data base elettronico con indicati i tratti di fognatura da collaudare, la data di collaudo presunta, le date di inizio e fine della prova di collaudo, l'indicazione del nome della Ditta o il nominativo del personale interno incaricato della prova ed il relativo esito, le date di inizio e fine della ispezione televisiva (eventuale) ed il relativo esito, i lavori nell'evenienza realizzati e/o pianificati (in quest'ultimo caso con le date presunte di inizio e fine dei lavori) di ripristino funzionale del tratto di fognatura.

Il database deve essere conservato dal Gestore per il periodo di validità del presente piano di monitoraggio e controllo ed aggiornato con una cadenza temporale minima di sei mesi, anche al fine di dimostrare all'Ente di controllo la realizzazione del piano di ispezione.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

7. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Si richiede di effettuare post-operam e nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della raffineria nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

Si richiede inoltre di effettuare comunque un aggiornamento **biennale** della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno.

Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le unità di processo e le sorgenti sonore normalmente in funzione.

Dovrà essere fornita una relazione di impatto acustico in cui si riporteranno le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16/3/1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, in rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte. Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Il gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Ente di controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

Tabella 10 - Metodi di valutazione emissioni sonore

Parametro	Tipo di determinazioni	UM	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Punti di monitoraggio	Frequenza	Controllo ente preposto
Livello di emissione	Misure dirette discontinue	dB(A)	allegato b del D.M. 16/03/1998	Al confine aziendale e presso i ricettori, in corrispondenza di una serie di punti ritenuti idonei e comprendenti quelli già considerati, nonché presso ulteriori punti dove si presentino criticità acustiche	Biennale od ogniqualvolta intervengano modifiche che possano influire sulle emissioni acustiche	Controllo reporting annuale
Livello di immissione			Stima			



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

8. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il Gestore deve effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER. Il gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti) e rientro della 4^a copia firmata dal destinatario per accettazione. Inoltre si deve garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dall'AIA.

Il Gestore deve verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni 15 giorni lo stato di giacenza dei depositi temporanei e preliminari, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi secondo le modalità indicate in tabella 11. Devono altresì essere controllate le etichettature.

Tabella 11: monitoraggio depositi dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato depositi	Quantità presente (in m ³)	Quantità presente (t)	Modalità di registrazione:
						Su formato cartaceo (registri d'impianto) e su database in formato elettronico
Totale						

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere adempiute.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.



9. **MONITORAGGIO ODORI**

Il Gestore deve organizzare, a valle del completamento dello studio volto a valutare l'impatto delle emissioni odorigene riconducibili alle proprie attività ed entro 24 mesi dal rilascio dell'AIA, un sistema di audit interno volto alla individuazione, analisi, stima e controllo - in particolare durante i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre -, delle sorgenti di emissione di sostanze odorigene all'interno della Raffineria.

Un rapporto in cui siano indicate le sorgenti individuate di sostanze odorigene e le contromisure implementate per il contenimento degli odori deve essere trasmesso annualmente all'Ente di controllo.

Il Gestore per l'espletamento dell'audit può utilizzare un protocollo di monitoraggio sviluppato internamente e inserito all'interno del sistema di gestione ambientale. Si raccomanda di seguire, per quanto possibile, il protocollo qui suggerito e derivato dalla VDI 3940 "Determination of odorants in ambient air by field inspection".

Protocollo Odore "sniff-testing"

Questo protocollo è suggerito come metodo "interno" per la determinazione degli odori per assicurare, pur con un approccio semplificato alla problematica, coerenza tecnica alla valutazione.

Questa procedura è un test rapido di valutazione soggettiva istantanea della presenza, intensità e caratteristiche dell'odore rilevabile sia internamente all'installazione industriale, sia ai confini, sia in zone circostanti l'impianto.

La valutazione è finalizzata a:

- costruire un quadro di riferimento sulle sorgenti principali, attraverso una analisi ripetuta nel tempo;
- costituire un elemento di supporto alla dimostrazione di conformità rispetto all'impatto odorigeno dell'impianto;
- come mezzo di investigazione nel caso di reclami della popolazione.

Un archivio delle condizioni meteorologiche che si hanno durante le prove insieme con la registrazione delle attività costituiranno parte del report di audit.

Condizioni generali

Il Gestore nella stesura della procedura del sistema di gestione ambientale deve avere considerato i seguenti punti:

- La frequenza della valutazione deve essere stabilita in base al potenziale di emissione delle sorgenti presenti nell'impianto, degli eventuali obblighi stabiliti nell'AIA e del numero di reclami.
- Deve essere considerata la sensibilità olfattiva delle persone coinvolte nella misura in campo. Se ritenuto necessario si può riferirsi alle tecniche dell'olfattometria dinamica per la selezione del personale coinvolto. Ovviamente, persone con senso dell'olfatto poco sviluppato non possono essere utilizzate al fine del presente protocollo. E', altresì, importante che persone sottoposte a continuo contatto con sostanze odorose non siano utilizzate, in quanto, gravate da fatica olfattiva. E' infine necessario che chi realizza le valutazioni non sia sottoposto anche esso ad uno sforzo olfattivo prolungato.
- Per migliorare la qualità dei risultati è opportuno che i test siano eseguiti da minimo due persone che devono svolgere l'attività in modo indipendente.
- Le persone coinvolte nei test dovrebbero, nei giorni di misura, evitare l'uso di cibi con intensi odori (esempio: caffè), da almeno un'ora prima di iniziare la procedura; non dovrebbero essere



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

utilizzati, anche, profumi personali e/o deodoranti per automobili (se gli spostamenti sono realizzato in macchina) intensi.

- Personale con raffreddore, sinusite, mal di gola dovrebbero astenersi da eseguire il test. In tali casi deve essere ripianificata l'attività di audit giornaliera.
- La salute e la sicurezza delle persone coinvolte deve essere sempre garantita. Serbatoi o container di cui non si conosce il contenuto o il cui contenuto può essere pericoloso perché possono rilasciare sostanze tossiche per inalazione non dovrebbero mai essere sottoposti a valutazione. In tutti i casi dubbi si deve valutare la scheda tecnica di sicurezza delle sostanze di cui si sospetta la presenza.

Punto di valutazione

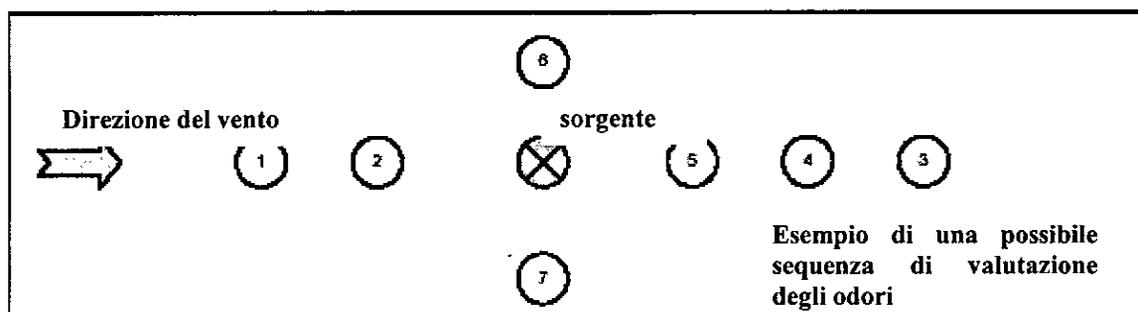
Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità odorigena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare che l'odore è ben percepibile sotto vento e si propaga verso l'impianto. Dovrebbe, altresì, essere considerato che le caratteristiche e l'intensità dell'odore possono cambiare con la distanza dalla sorgente; ciò è dovuto a diluizione e/o reazione delle sostanze responsabili dell'odore.

Per la scelta del punto di "analisi" si devono considerare i seguenti fattori:

- condizioni imposte dall'autorizzazione relative ai confini e alla presenza di recettori sensibili (popolazione),
- reclami,
- prossimità ad edifici di civile abitazione,
- direzione del vento e condizioni meteo in cui si realizza il test.

Una valutazione può essere realizzata anche camminando lungo un percorso che è stabilito considerando sia i quattro punti su esposti sia, se non è possibile, seguendo i confini di un percorso obbligato (si veda esempio in figura 1). Come ulteriore alternativa i punti di analisi possono essere fissati per valutare il cambiamento nel tempo della sorgente o l'influenza delle condizioni meteorologiche locali. In quest'ultimo caso si possono individuare le cosiddette condizioni di "caso peggiore".

Fig. 1 esempio di selezione dei punti di analisi



Dati da valutare e registrare

I parametri che costituiscono gli elementi della valutazione dell'odore sono:

- rilevabilità /intensità
- estensione e persistenza
- sensibilità del luogo dove è stata fatta la valutazione in relazione alla presenza di recettori
- fastidio.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Insieme ai parametri suddetti deve essere cercata , eventualmente, la presenza di attività esterne che possono influenzare la valutazione (esempio attività agricole).

Le categorie di intensità sono:

- odore non percepibile
- odore debole (a malapena percepibile, necessita di rimanere in modo prolungato sul posto e di compiere una intensa inalazione con la faccia rivolta nella direzione del vento)
- odore moderato (odore percepibile facilmente mentre si cammina e respira normalmente)
- odore forte
- molto forte (odore che può causare nausea).

Le categorie di estensione e persistenza sono:

- locale e temporaneo (percepibile solo nell'impianto o ai suoi confini, durante brevi periodi di tempo in cui si hanno calme o folate di vento)
- temporaneo come al punto precedente , ma percepibile anche al di fuori dell'impianto
- persistente ma localizzato
- persistente e pervadente fino ad una distanza di 50 metri dall'impianto
- persistente e diffuso a distanza superiore a 50 metri dall'impianto.

Le categorie di sensibilità del luogo dove l'odore è individuato (ovviamente l'intensità deve essere almeno rilevabile, altrimenti il valore è zero):

- remoto (assenza di abitazioni civili, insediamenti commerciali/industriali o aree pubbliche all'interno di un'area di 500 metri da dove si percepisce l'odore);
- bassa sensibilità (assenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore)
- sensibilità moderata (presenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore)
- sensibilità alta (presenza di abitazioni civili all'interno dell'area dove si percepisce l'odore)
- extra sensibilità (reclami dei residenti all'interno dell'area dove si percepisce l'odore)

Fastidio

La valutazione del fastidio dell'odore è necessariamente basata sulla risposta olfattiva soggettiva dell'osservatore. La determinazione del fastidio, oltre che dall'intensità dell'odore dipende anche da: tipo, frequenza, esposizione e persistenza.

La determinazione se l'odore è caratterizzato da fastidio dovrebbe essere fatta solo se l'episodio di esposizione all'odore nel luogo e stato valutato come frequente e persistente . Il personale preposto ad esprimere il giudizio di fastidio sarà sottoposto all'odore per il solo tempo della determinazione, mentre i recettori locali possono essere esposti al fastidio in modo prolungato, questa eventualità deve essere considerata dal valutatore. Chiaramente alcuni odori sono più fastidiosi di altri, ma deve essere comunque ricordato che ogni odore è potenzialmente fastidioso, dipendendo da fattori come: concentrazione, durata e frequenza dell'esposizione, il contesto in cui l'esposizione si verifica ed altri fattori unici come la soggettiva predisposizione degli individui. L'istantanea impressione di inoffensività dell'odore può, se l'individuo è esposto in modo prolungato ad alte concentrazioni, condurre al cambio della percezione.

Quindi, quando si determina il fastidio devono essere considerati i seguenti argomenti:

- natura/caratteristiche - gli odori che sono, in senso comune, considerati "sgradevoli" sono potenzialmente fastidiosi. Per esempio, gli odori da una raffineria saranno considerati più





ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

sgradevoli che gli odori di una panetteria. L'intensità di un odore in riferimento alla sua soglia olfattiva può essere quantificata e, più alta è l'intensità e più alta è la probabilità di individuazione dell'odore;

- frequenza di esposizione - odori emessi con alta frequenza o in modo continuo dall'impianto sono più probabilmente considerati fastidiosi che quelli rilasciati in modo occasionale. La frequenza degli odori è spesso valutata in congiunzione con la persistenza nell'ambiente;
- persistenza- odori che persistono in un ambiente per un lungo periodo (cioè che non è prontamente disperso ad un livello tale che l'odore non sia percepibile) hanno una probabilità superiore di essere considerati fastidiosi. Odori poco sgradevoli possono essere considerati fastidiosi se l'emissione è frequente o continua e persistente. La persistenza di un odore è influenzata anche dalle condizioni meteorologiche.

Le categorie di fastidio sono (si prendano in considerazione intensità, persistenza e frequenza tipica d'esposizione) :

- potenzialmente fastidioso
- moderatamente fastidioso
- molto fastidioso.

Il tempo di osservazione deve essere di almeno cinque minuti per postazione di analisi; durante questo tempo l'intensità e l'estensione dovrebbero essere anche valutate.

Parte integrante della valutazione è la registrazione delle condizioni meteorologiche, tra cui la velocità del vento è un parametro fondamentale della misura . In assenza di un anemometro per la misura della velocità del vento si può fare uso della scala di Beaufort.

Infine, le condizioni specifiche dell'impianto dovrebbero essere registrate, in particolare: le unità in funzione o non attive (a seconda dalla scopo della valutazione); attività in atto di spedizione-ricevimento di prodotti/grezzo; parametri di processo su particolari unità indagate che aiutano a giustificare la valutazione dell'odore; operazioni di manutenzione in atto sull'unità indagata; e ogni situazione "anomala" rispetto al normale funzionamento dell'impianto/unità.

Scala di Beaufort

Force	Description	Observation	km/hr
0	Calm	Smoke rises vertically	0
1	Light air	Direction of wind shown by smoke drift, but not wind vane	1-5
2	Light breeze	Wind felt on face; leaves rustle, ordinary vane moved by wind	6-11
3	Gentle breeze	Leaves and small twigs in constant motion	12-19
4	Moderate breeze	Raises dust and loose paper; small branches are moved	20-29
5	Fresh breeze	Small trees in leaf begin to sway, small branches are moved	30-39
6	Strong breeze	Large branches in motion; umbrellas used with difficulty	40-50
7	Near gale	Whole trees in motion; inconvenience felt when walking against wind	51-61



SEZIONE 2 – METODOLOGIE DEI CONTROLLI

10. METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI

In questa sezione sono riassunti tutti i metodi di analisi che sono impiegati nella determinazione dei parametri di controllo. Le metodiche sono derivate, in ordine di importanza ed a parità di prestazioni in termini di qualità, da leggi o manuali ufficiali italiani, europei ed americani e costituiscono la base per la dimostrazione di conformità alle prescrizioni contenute nell'AIA.

Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e 101,3 kPa.

Inoltre, debbono essere normalizzati al 3 % di ossigeno per combustibili gassosi (fuel gas) e al 3 % di ossigeno per combustibili liquidi (fuel oil).

Per il Camino E14 della Centrale Termoelettrica, che raggruppa le emissioni della caldaia 5 tradizionale multicomcombustibile olio/gas (al 3% di O₂), della Turbogas (al 15% di O₂) e della caldaia C201 in modalità postcombustione (al 15% di O₂), il calcolo dei valori emissivi viene effettuato provvisoriamente dal Gestore secondo una apposita procedura in uso alla Raffineria ritenuta conforme dal Gestore alla normativa applicabile, che prevede un calcolo mediato su base ponderale del valore percentuale di ossigeno di riferimento da utilizzare per la normalizzazione, a partire da portate quantificate dei singoli flussi gassosi scaricati.

Il Camino E14 è soggetto al monitoraggio in continuo delle emissioni separatamente per ciascuna componente ed il Gestore entro 24 mesi dal rilascio dell'AIA dovrà adeguare in tal senso il sistema esistente.

Tabella 12 - Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
	SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
La misura di SO ₂ ai camini è integrata dalla misura H ₂ S nel gas di Raffineria. La misura di H ₂ S nel gas acido in ingresso all'unità di recupero zolfo è necessaria per il calcolo del rendimento di desolforazione.	H ₂ S	Non esistono metodi normalizzati continui ma solo metodi manuali quali:US EPA Method 11. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare uno strumento che misura in continuo la concentrazione di H ₂ S. La specifica procedura per il test di accuratezza relativa è in US EPA "Performance Specification 7" (PS 7)
	Polveri	UNI EN 13284-2, EN 13284-2, ISO 10155
	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè





ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

		vedi Tabella 18
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 18
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Flusso	ISO 14164
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.

Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati, nonché, in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo, saranno i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive ed infine sono anche i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

Norma UNI EN 10169:2001 - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot.

Norma UNI EN 13284-1:2003 - Misura di particolato a basse concentrazioni (<50 mg/Nm³).

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂. Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂.

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di composti inorganici del cloro e del fluoro sotto forma di gas e vapore espressi rispettivamente come HCl e HF. Allegato 2 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

Norme UNI EN 1911-1:2000, 1911-2:2000, 1911-3:2000 per la determinazione manuale del HCl.

Norma UNI EN 14789:2006 per O₂ in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 14790:2006 per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 15058:2006 per CO in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 14385:2004 per metalli V in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 13649 per l'analisi dei VOC

Norma US EPA method 29 per la determinazione del Ni totale in flussi gassosi convogliati.

Norma US EPA method 11 per la determinazione del H₂S nel gas di raffineria.

Norma US EPA method 15 per la determinazione di composti ridotti dello zolfo (CS₂, COS, e H₂S) nei gas uscenti dal sistema di recupero dello zolfo.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo "Piano di monitoraggio e controllo" purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione intralaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria (fuel gas)

Per la determinazione dei flussi di gas di Raffineria, nei diversi forni, si raccomanda l'uso di strumentazione rispondente alle norme sotto indicate, in quanto, appropriati ai requisiti di qualità necessari all'uso dei dati.

Norma ASME MFC-7M-1987 (Reaffirmed 1992), Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles o **Norma ASME MFC-4M-1986** (Reaffirmed 1990), Measurement of Gas Flow by Turbine Meters. I metodi sono equivalenti nella valutazione del flusso di gas alimentato e possono essere utilizzati indifferentemente.

Norma ASTM D1946-90, Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography. Non esiste un metodo, con qualità accertata, per la determinazione della composizione del gas di raffineria tuttavia la norma in questione è utilizzata per la quantificazione di gas con composizione simile a quella che è possibile ipotizzare per il gas prodotto dalla raffineria.

Metodi di analisi elementare del BTZ

Norma ASTM D5291-92, Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants.

Norma ASTM D129-91, Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General Bomb Method).

Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali

L'utilizzo di fattori d'emissione per il controllo di conformità è applicabile solo se verificati localmente, cioè se i fattori sono stati valutati nelle condizioni di marcia ordinarie dell'impianto a cui si riferiscono. A questo fine si ricorda che i fattori d'emissione normalmente reperibili in letteratura fanno riferimento all'intera categoria di impianti e quindi sono valori medi rappresentanti installazioni con diversa vita, livello di manutenzione ed intensità di utilizzo. Tuttavia, è anche vero che sono metodi di esame con un basso costo di implementazione ed una sufficiente efficacia predittiva, se adeguatamente modellati sull'impianto specifico.

Calcolo concentrazione SO₂

L'anidride solforosa (Φ_{SO_2}) in kg/h può essere determinata conoscendo i valori di flusso di combustibile (Q_f) in kg/h, concentrazione dell'inquinante nel combustibile in g/g di combustibile (C_x), peso molecolare del contaminante emesso (PM_e) in g/g-mole e peso molecolare dell'inquinante nel combustibile (PM_c) in g/g-mole:

$$\Phi_{SO_2} = Q_f * C_x * (PM_e / PM_c)$$



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Nel caso dei forni la portata è calcolata dal flusso misurato di gas di raffineria che è prima normalizzato alle condizioni di temperatura e pressione normali (F_{gas}) Nm^3/h , poi è moltiplicato per la densità ρ_{gas} in kg/Nm^3 ; quest'ultima calcolata dalla relazione:

$$\rho_{\text{gas}} = P * PM_{\text{medio}} / R * T$$

Dove: P è la pressione di 1 atm; PM_{medio} è il peso di un volume di miscela gassosa pari a $22,414 \text{ m}^3$, calcolato dai dati di composizione del gas; R è la costante dei gas in $\text{m}^3 \text{ atm}/^\circ\text{K mole}$ e T è la temperatura di $273,15 \text{ }^\circ\text{K}$.

$$Q_{\text{f gas}} = F_{\text{gas}} * \rho_{\text{gas}}$$

La concentrazione (C_{SO_2}) in mg/Nm^3 è determinata dividendo il fattore di emissione per il flusso di gas combustibili ($Q_{\text{gas combustibili}}$) in Nm^3/h , normalizzati al 3% di eccesso d'ossigeno, moltiplicato per 1000000 per il passaggio da kg a mg:

$$C_{\text{SO}_2} = (\Phi_{\text{SO}_2} / Q_{\text{gas combustibili}}) * 1000000$$

Il flusso di gas combustibili è calcolato dalla composizione del gas immaginando una combustione totale a CO_2 , H_2O e SO_2 . Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

Nel caso del BTZ il flusso di gas combustibili è calcolato dalla composizione elementare del combustibile ed ipotizzando una conversione totale a CO_2 , H_2O e SO_2 . Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

Determinazione fattore emissione NO_x e controllo del CO

Il metodo fissa la procedura che deve essere usata nella valutazione di conformità con l'uso del fattore d'emissione locale.

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

- i. Determinazione delle concentrazioni di NO_x e CO al variare, nell'intervallo di normale utilizzo del forno, del flusso di combustibile per cui si richiede la valutazione del fattore di emissione;
- ii. Valutazione della concentrazione minima e massima dell'ossigeno e del flusso di combustibile nelle condizioni operative richieste (si sottolinea come il minimo di O_2 a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di O_2 ad alti flussi, e lo stesso è vero ai massimi flussi)
- iii. Determinazione del più alto fattore d'emissione (inferiore comunque al limite) in mg/Nm^3 del NO_x nell'intervallo di flusso del combustibile desiderato e mentre si mantiene la concentrazione del CO al disotto del limite imposto (questa procedura consente di sfruttare la relazione inversa tra il controllo delle emissioni di NO_x e CO, cioè se il fattore d'emissione del NO_x , per le condizioni operative impiegate, è tale da rappresentare un CO sotto il limite, lavorando sempre in tali condizioni operative si è ragionevolmente sicuri di rispettare il limite per il monossido di carbonio);
- iv. Riportare i dati di flusso di combustibile e concentrazione di O_2 su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.
- v. Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile;
- vi. Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario;



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- vii. La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno;
- viii. Se la verifica misura concentrazioni per NO_x e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

Determinazione rendimento di desolfurazione

Il rendimento di desolfurazione è calcolato dai dati di monitoraggio delle quantità di zolfo entrante ed uscente dall'unità di recupero dello zolfo.

I dati necessari sono la concentrazione di idrogeno solforato in ingresso al treno di conversione Claus, la portata in ingresso, la concentrazione di biossido di zolfo all'uscita dell'ossidatore termico e la portata dei fumi.

Le grandezze in questione sono misurate con metodi strumentali continui (qualora non ancora operativi da predisporre entro 18 mesi) e il rendimento η è calcolato come media giornaliera dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità.

I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di H_2S .

I kg di zolfo in entrata (P_{Sin}) sono calcolati dalla formula:

$$P_{\text{Sin}} = V_{\text{in}} * (C_{\text{H}_2\text{S}} / 1000000) * PM_{\text{S}} / PM_{\text{H}_2\text{S}}$$

Dove V_{in} è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore. $C_{\text{H}_2\text{S}}$ è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm^3 . PM_{S} e $PM_{\text{H}_2\text{S}}$ sono i pesi molecolari di S e H_2S in g/g-mole.

I kg di zolfo uscenti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas di combustione al camino, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di SO_2 .

I kg di zolfo in uscita (P_{Sout}) sono calcolati dalla formula:

$$P_{\text{Sout}} = V_{\text{out}} * (C_{\text{SO}_2} / 1000000) * PM_{\text{S}} / PM_{\text{SO}_2}$$

Dove V_{out} è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore. C_{SO_2} è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm^3 . PM_{S} e PM_{SO_2} sono i pesi molecolari di S e SO_2 in g/g-mole.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

$$\eta = 100 (1 - P_{\text{Sout}} / P_{\text{Sin}})$$

La Raffineria di Milazzo provvisoriamente determina il rendimento di desolfurazione mediante una specifica procedura di calcolo (basata su misurazione dello zolfo puro prodotto insieme ai dati a camino) che verrà presentata per dimostrarne la maggiore affidabilità entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA all'ISPRA, per l'approvazione.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico

L'efficienza di recupero è funzione della massa e pertanto è necessario determinare anche il flusso in un punto, in ingresso o in uscita, dal dispositivo poiché il sistema di assorbimento è un sistema batch in cui la capacità di assorbimento decresce nel tempo con la saturazione del materiale assorbente (l'efficienza viene ristabilita dalla rigenerazione/sostituzione).

In condizioni di bassa concentrazione dei VOC in ingresso la concentrazione in uscita è difficilmente tale da raggiungere il livello medio di rimozione e l'efficienza di rimozione deve essere necessariamente mediata su un intervallo di tempo adeguato.

Se il flusso di effluente da trattare dall'assorbitore varia in modo significativo durante le fasi di carico, l'efficienza valutata solo sulle concentrazioni sarebbe soggetta a errore sistematico.

Pertanto, l'efficienza di abbattimento deve essere determinata valutando i flussi di massa in ingresso ed uscita mediati su un intervallo di tempo pari a un'ora.

Per dimostrare la conformità con le prescrizioni di autorizzazione il Gestore deve valutare l'efficienza del dispositivo di abbattimento e la concentrazione di uscita e, nel caso l'efficienza di abbattimento subisca una escursione significativa (cioè tale da portare costantemente alla misura di un valore di efficienza al disotto del livello minimo del 95%), il Gestore deve sottoporre a riattivazione/sostituzione il carbone attivo.

Il Gestore deve, comunque, sottoporre a ispezione visiva il dispositivo di assorbimento dei vapori con la cadenza di una volta all'anno.

Si consiglia l'uso del seguente metodo strumentale di analisi dei VOC UNI EN 13526 ed il metodo ISO 14164 per il flusso.

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti e un protocollo diverso da quanto proposto, purché gli uni siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa e dell'altro sia data dimostrazione di pari efficacia di valutazione.

Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza all'Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

La Raffineria di Milazzo ritiene che il rispetto del limite di emissione di 10 g/Nm^3 garantisce la piena efficienza operativa del sistema di recupero vapori attualmente in uso.

Metodi analisi acque reflue

La metodiche d'analisi selezionate saranno eseguite internamente alla raffineria, con il supporto del proprio laboratorio. Considerando che il laboratorio non è accreditato sono stati individuati i metodi di analisi e le procedure di qualità che dovranno essere eseguite perché i dati siano di caratteristiche adeguate all'uso. Si precisa che molti dei metodi indicati contengono le procedure di QC nella metodica stessa, mentre nei casi non specificati sarà cura del laboratorio fornire, insieme ai dati di monitoraggio, gli indicatori di qualità utilizzati e valutati.

Misure continue

Nella seguente tabella sono riportate le metodiche per le misure in continuo, che sono considerate nella valutazione di conformità dell'impianto. Si consiglia, altresì, di seguire la norma ASTM D3864-06 "Standard guide for continual on-line monitorino system water analysis" per la selezione



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

della strumentazione di analisi e campionamento automatico e per il corretto posizionamento sul canale di scarico.

Nel caso non venga seguita la norma indicata si richiede di spiegare la procedura di installazione/selezione della strumentazione.

La taratura degli strumenti continui deve essere fatta rispettando le specifiche del costruttore, comunque, la frequenza non deve essere inferiore a quadrimestrale.

Tabella 15 - Metodi di analisi in continuo delle acque reflue

Scarico	Inquinante/parametro	Metodo
001	pH	ASTM D6569-05 - Standard method for on-line measurement of pH
	Flusso	ASTM D 5389-93 (2002) – Standard test method for open-channel flow measurement by acoustic velocity meter system, ISO 6416 – Liquid flow measurement in open channel measurement of discharge by the ultrasonic (acoustic) method.
	Temperatura	Devono essere rispettate le caratteristiche indicate in Tabella 18

Misure di laboratorio

Come specificato in premessa il laboratorio non ha la certificazione per i metodi di prova precisati dalle due tabelle seguenti. Tuttavia, la specificazione del metodo d'analisi e la richiesta di fornire con i dati di monitoraggio gli indicatori di qualità dei dati consente di valutare la coerenza dei risultati agli obiettivi di controllo.

Tabella 16 - Metodi di analisi delle acque reflue

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD ₅	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT – IRSA 5100 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, SM 5220 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Cromo VI	US EPA Method 7196, Metodo APAT-IRSA 3150 C1	Il metodo usa difenilcarboidrazide per formare un complesso colorato con il Cr (VI) che è misurato spettrofotometricamente a 520 nm.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2 , S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Fenoli	US EPA Method 604	Metodo gascromatografico per la determinazione di 11 fenoli con rivelatore a ionizzazione di fiamma . Un litro di acqua è estratto con cloruro di metilene, disidratato con 2-propanolo e ridotto a 10 ml di volume prima dell'iniezione al cromatografo.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	

Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee

Tabella 17 - Metodi di analisi delle acque sotterranee

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
As	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO ₃ /H ₂ SO ₄ , riduzione ad As ⁽⁺³⁾ con cloruro stannoso , riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Cd	US EPA Method 213.2,; Metodo APAT-IRSA 3120 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Ni	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	APAT-IRSA 3150 B1	determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Hg	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
V	US EPA Method 286.2, Metodo APAT-IRSA 3310 A	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico, in funzione della concentrazione di ammoniaca.
MTBE	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. La sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B o Metodo APAT-IRSA 2100.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	La misura deve essere eseguita nel piezometro
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.

Metodo di misura del rumore



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16/3/1998. Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura adeguati.

11. ATTIVITA' DI QA/QC

L'affidabilità e la correttezza dei programmi di campionamento ed analisi rappresentano direttamente la bontà del programma di QA/QC che è implementato. Per consentire la difendibilità del dato tutti i metodi di prova impiegati sono stati concordati con l'Autorità di Controllo, la strumentazione utilizzata è quella indicata dalle metodiche, le procedure di manutenzione sono quelle specificate dal costruttore della strumentazione, gli standard utilizzati per le tarature sono riferibili a standard primari ed è stata predisposta una catena di custodia dei campioni.

Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)

Il Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini deve essere conforme alla Norma UNI EN 14181:2005 - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente.

Tabella 18 - Caratteristiche strumentazione per misura in continuo di temperatura e pressione

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	< ± 2%	< ± 2%
Sensibilità a interferenze	< ± 4%	< ± 4%
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Tempo di risposta (secondi)	< 10 s	< 10 s
Limite di rilevabilità	< 2%	< 2%
Disponibilità dei dati		>95 %
Deriva dello zero (per settimana)		< 2 %
Deriva dello span (per settimana)		< 4 %

Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano mantenute con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

Analisi delle acque in laboratorio

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle 19 e 20 e 21 i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

Tabella 19 - Controlli di qualità

ANALITI INORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi ; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

Tabella 20 - Controlli di qualità

METALLI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

Tabella 21 - Controlli di qualità

ANALITI ORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

Campionamenti

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano sottoposte a manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.



SEZIONE 3 - REPORTING

12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Definizioni

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n (si consiglia un n maggiore o uguale a 7) misure replicate dei bianchi tale da essere rivelati (bianco fortificato con concentrazione tra 3 e 5 volte il limite di rilevabilità stimato), più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione: i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguale a zero nel caso di medie per misure continue.

Media oraria è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue.

Media giornaliera è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue).

Media annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o puntuali (nel caso di misure non continue).

Densità per petrolio greggio e prodotti liquidi petroliferi: è il valore ottenuto per mezzo di misura secondo la metodologia ASTM D1298 (o EN ISO 3675) e campionamento secondo la norma ISO 3171(campionamento in linea) o ISO 3170 (campionamento manuale serbatoi). La densità viene utilizzata per riportare le emissioni specifiche (riferite al peso di petrolio greggio o prodotti petroliferi).

Flusso medio giornaliero, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore.

Nei casi di flussi ai camini dei forni e delle caldaie è la misura virtuale calcolata con l'algoritmo di combustione, a partire dai dati di flusso (volume) giornaliero e composizione misurate del combustibile ed eccesso di ossigeno misurato.

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

Flusso medio mensile, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.

Megawattora generato mese. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Carico termico giornaliero dei forni e caldaie è la misura virtuale derivata dalle quantità misurate e registrate di combustibile utilizzato giornalmente per il suo potere calorifico misurato in joule.

Frequenza di carico termico dei forni e caldaie è la distribuzione su base giornaliera dei carichi termici per ogni forno valutata per il periodo di un anno e raggruppando i carichi entro differenze di 500 megajoule.

Media annuale delle misure semestrali ai camini, è il valore medio validato, calcolato come media di almeno due misure semestrali del valore medio di tre repliche. Le campagne semestrali devono essere realizzate in condizioni di esercizio delle unità corrispondenti alla frequenza più alta della capacità di carico termico dei forni. Qualora tra due classi di distribuzione dei carichi termici ci fosse una differenza inferiore al 15% è considerata frequenza più alta quella corrispondente ai carichi più elevati (condizione conservativa).

Stima delle quantità di VOC emesse. Le tonnellate di VOC emesse dall'impianto sono calcolate con le formule riportate in appendice A.

Audit interno di rilevamento odori è la procedura di rilevamento degli odori implementata dalla Società, su base volontaria, che risulta nella accertamento della presenza di odori associata alle operazioni di raffinazione. La procedura consiste nell'individuazione delle unità entro i cui confini si percepisce un odore, la sorgente può essere sia interna sia esterna alla raffineria, per periodi di tempo superiori alla giornata lavorativa di otto ore. I capo turno delle diverse unità dell'impianto, riportano in una scheda apposita le valutazioni delle possibili cause. Le schede sono raccolte settimanalmente e valutate dal responsabile ambientale dell'impianto che, se riscontra una persistenza estesa all'intera settimana, attiva un team di personale esperto con il compito di individuare la causa e, se interna, proporre le soluzioni.

Numero di cifre significative, il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- Se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1)
- Se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0)
- Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0)

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di *media* costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.

Le sopraccitate definizioni sono sempre valide tranne nei casi definiti, con apposite note, nel testo dei successivi capitoli.

Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto in Autorizzazione.

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del report semestrale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il gestore deve dare comunicazione preventiva ad APAT della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contentive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti i dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità competente.

Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (oggi ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nel anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono indicati nei capitoli successivi.

Dichiarazione di conformità all'AIA

- Il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale.
- Il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità.
- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.



Reporting in situazioni di emergenza

La società deve effettuare il reporting nelle ventiquattro ore successive alla prima notifica² di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo³ rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

- **Tipo di rapporto** (iniziale o finale);
- **Nome del gestore e della società che controlla l'impianto;**
- **Collocazione territoriale** (indirizzo o collocazione geografica);
- **Nome dell'impianto e unità di processo sorgente emissione in situazione di emergenza;**
- **Punto di emissione** (nome con cui il personale che lavora sul sito identifica il luogo);
- **Tipo di evento/superamento del limite;**
- **Data e tempo;** oltre alla data ed all'ora in cui l'accadimento è stato scoperto sarebbe utile avere una stima del tempo intercorso tra il manifestarsi della non conformità e l'accadimento dell'evento (incidentale o superamento del limite);
- **Durata dell'evento;**
- **Lista di composti rilasciati;**
- **Limiti di emissione autorizzati;**
- **Stima della quantità emessa** (viene riportata la quantità totale in **kg** (chilogrammi) delle sostanze emesse. La stima sarà imperniata, nel caso di superamenti del limite, sui dati di monitoraggio; nel caso di incidente con rilascio di sostanze su misure di volumi e/o pesi di sostanze contenute in serbatoi, reattori eccetera prima e dopo la fuoriuscita. In tutti i casi la richiesta è di utilizzare una metodologia di stima affidabile e documentabile. La metodologia può essere diversa tra il rapporto iniziale e finale, purché vengano fornite le motivazioni tecniche a supporto della variazione.)
- **Cause** (L'esposizione dovrà essere la più precisa ed accurata possibile nella descrizione delle cause che hanno condotto al rilascio);
- **Azioni intraprese o che saranno prese per il contenimento e/o cessazione dell'emissione** (decisioni prese per riportare sotto controllo la situazione di emergenza e le iniziative ultimate per ricondurre in sicurezza l'impianto. Sarà altresì possibile riferirsi a piani in possesso dell'amministrazione pubblica citando la documentazione di riferimento e l'ufficio dove poterla reperire);
- **Descrizione dei metodi usati per determinare le quantità emesse** (indicare le procedure utilizzate per il calcolo dell'emissione. Se necessario, sarà possibile riferirsi a documentazione esterna, purché venga successivamente fornita o sia già disponibile negli archivi dell'amministrazione);
- **Generalità e numero di telefono della persona che ha compilato il rapporto;**
- **Autorità con competenza sull'incidente a cui è stata fatta notifica,** la casella di testo dovrà riportare l'elenco delle autorità (se ce ne sono) che sono state o che saranno successivamente avvertite dell'accadimento.

² La notifica dell'accadimento deve essere fatta immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile, con l'utilizzo del numero telefonico messo a disposizione dall'Autorità di Controllo

³ Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Reporting mensile RAFFINERIA

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto.

Nome del gestore e della società che controlla l'impianto:

Emissioni per l'intero impianto: ARIA

- emissioni in aria per i parametri della *bolla* (SO₂, NO_x, Polveri, CO, SOV, H₂S, NH₃ + composti a base di cloro), per quali è previsto il rispetto dei limiti su base mensile, al fine di consentire la verifica di conformità ai valori limite;
- emissioni in aria per i parametri SO₂, NO_x, Polveri, CO emessi dal camino della centrale, per i quali è previsto il rispetto dei limiti di cui all'allegato II al D. Lgs. 152/06, da intendersi su base mensile (seppure non specificato nel parere istruttorio) in quanto misurazioni in continuo relativa a impianti esistenti (cfr. punto 5.1 della parte I dell'Allegato II al D. Lgs. 152/06) al fine di consentire la verifica di conformità ai valori limite.

Reporting annuale RAFFINERIA

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto.

Nome del gestore e della società che controlla l'impianto:

Emissioni per l'intero impianto: ARIA

Tonnellate emesse per anno di SO₂, NO_x, CO e polveri

Concentrazione media mensile in mg/Nm³ di SO₂, NO_x, CO e polveri

Emissione specifica annuale dei forni^b, per Gj di energia utilizzata di SO₂, NO_x, CO e polveri (in g/Gj)

Emissione specifica annuale per tonnellata di greggio trattato di SO₂, NO_x, CO e polveri (in g/ton greggio)

Stima delle tonnellate di VOC emesse per semestre

Immissioni dovute per l'intero impianto: ARIA

- Andamento delle concentrazioni degli inquinanti e dei parametri meteorologici rilevati dalle stazioni di monitoraggio (in continuo o tramite campagne), compreso il calcolo degli indicatori fissati dalla normativa e l'efficienza della strumentazione. Il report dovrà riportare anche la sintesi su base annuale.

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Chilogrammi emessi per mese di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr_{tot}, Cr^(VI)^a, Cianuri, Solfuri, BTEX^a e Fenoli (per gli inquinanti da Cr_{tot} a Fenoli utilizzare la notazione scientifica 10^{-x})

Concentrazioni medie mensili, di BOD₅, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr_{tot}, Cr^(VI)^a, Cianuri, Solfuri, BTEX^a e Fenoli in mg/litro

Concentrazione massima giornaliera registrata nel mese, di BOD₅, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr_{tot}, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro

Concentrazione minima giornaliera registrata nel mese, di BOD₅, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr_{tot}, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro

Emissione specifica semestrale di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr_{tot}, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, BTEX e Fenoli per m³ di refluo trattato (in g/ m³)

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

Tonnellate di rifiuti prodotte per anno

Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno

Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/ton di greggio

Tonnellate di rifiuti smaltite internamente alla raffineria suddivise in pericolosi e non pericolosi

Indice di recupero rifiuti annuo % = Rapporto tra quantitativo rifiuti inviato a recupero (t) e quantitativo totale rifiuti prodotti dalla raffineria (t)

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:

Misure diurne

Misure notturne

Programma LDAR

Percentuale di controlli eseguiti rispetto al numero di componenti da controllare su base annuale

Percentuale di componenti che rilasciano VOC sul totale dei controlli eseguiti nel semestre

Programma per il contenimento degli odori

Bilancio annuale dell'audit interno di rilevazione odori, cioè numero di casi verificatisi e, per ogni caso, giudizio qualitativo sull'intensità dell'odore riscontrata dal team di esperti.

Numero di iniziative intraprese nell'anno per il contenimento degli odori

Consumi specifici per tonnellata di petrolio

^a La media in questi casi corrisponde ai singoli valori delle misure mensili

^b Non sono da considerare nel calcolo le emissioni dal "CO boiler" e dalle caldaie (sono valutate singolarmente)



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Acqua pozzo (m³/ton), gas naturale (Nm³/ton), virgin naphta (kg/ton), fuel gas (Nm³/ton), fuel oil (kg/ton) ed energia elettrica (kwh/ton)

Caldai

Nome unità di processo, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

Emissioni: ARIA

Tonnellate emesse per anno di SO₂, NO_x, CO, polveri, Ni e V (per gli inquinanti Ni e V utilizzare la notazione scientifica 10^{-x})

Emissione specifica annuale per Gj di energia utilizzata di SO₂, NO_x, CO, Ni, V e polveri (in g/Gj)

Torce

Nome unità di processo, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

Emissioni: ARIA

N° di ore di funzionamento in emergenza, per ognuna delle torce su base semestrale

Volumi di materiali bruciati in emergenza, per ognuna delle torce su base mensile

Flussi di materiali misurati giornalmente (Nm³/giorno) e quantità (kg/giorno) fino a completare il mese e riportati in forma grafica. (asse x: giorni, asse y: sinistro flussi misurati, asse y destro :quantità)

Unità recupero zolfo

Nome unità di processo, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

Emissioni: ARIA

N° di ore di effettivo funzionamento anno

Rendimento medio mensile di desolforazione

Produzione specifica di zolfo

Grammi di zolfo^b prodotto per tonnellata di petrolio, valutati su base mensile

Emissioni: RIFIUTI

Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per semestre

Gestione e presentazione dei dati

^b La quantità di zolfo è data dal peso di zolfo fabbricato nel mese ed è divisa per il numero di tonnellate di greggio lavorate nello stesso periodo.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Il gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di controllo.

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del PMC. Ad esempio si ricorda che il Gestore deve predisporre un piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale. Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente PMC.

13. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO

Attività a carico del Gestore

Il Gestore esegue tutte le attività descritte nel presente Piano; è prevista la possibilità di subappalto a società terze.

Le attività per cui è necessario l'intervento di società terze sono identificate nell'ambito delle procedure del SGA.

Attività a carico dell'Ente di Controllo

Nell'ambito delle attività di controllo previste dal presente Piano e, pertanto, nell'ambito temporale di validità dell'autorizzazione integrata ambientale di cui il presente Piano è parte integrante, l'Ente di controllo svolge le seguenti attività.

Tipologia di intervento	Frequenza	Componente ambientale interessata e numero di interventi	Totale interventi nel periodo di validità del piano
Monitoraggio adeguamenti	Biennale	Verifica di avanzamento piano adeguamento impianto	6
Visita di controllo in esercizio	Biennale	Tutte	6
Verifica Audit energetico	Biennale	Uso efficiente dell'energia	6



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Verifica Misure di rumore	Annuale	Misure di rumore al perimetro e/o presso i ricettori	12
Campionamento ed analisi Emissioni in atmosfera, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in aria di cui alla tabella 4	12
Campionamento ed analisi scarichi idrici, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tab. 6 e 7	12
Campionamento ed analisi acque sotterranee, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tabelle 8	12
Campionamento ed analisi rifiuti, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di rifiuti di cui alla tabella 11	12