



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

Riesame dell'autorizzazione integrata ambientale DEC - MIN - 236 del 21 dicembre 2012, per l'esercizio dell'impianto della Società Raffineria di Gela S.p.A sito nel Comune di Gela (CL), in attuazione delle prescrizioni n. 9 e n. 13 del parere istruttorio conclusivo, di cui all'art. 1, comma 5, del decreto.

**VISTA** la legge 8 luglio 1986, n. 349, recante "Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale";

**VISTA** la legge 26 ottobre 1995, n. 447, recante "Legge quadro sull'inquinamento acustico";

**VISTO** il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 14 novembre 1997 recante "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore";

**VISTO** il decreto legislativo 17 agosto 1999, 334 e s.m.i. relativo al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose;

**VISTO** il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 31 gennaio 2005, di concerto con il Ministro delle attività produttive e con il Ministro della salute, recante "Emanazione di linee guida per



l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372";

**VISTO** il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i., 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 n. 153, del 25 settembre 2007, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

**VISTO** il decreto legge 30 ottobre 2007, n. 180, recante "Differimento di termini in materia di autorizzazione integrata ambientale e norme transitorie", convertito con modifiche dalla legge 19 dicembre 2007, n. 243, e successivamente modificato dal decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248, convertito con modifiche dalla legge 28 febbraio 2008, n. 31;

**VISTO** il decreto del Ministro dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare del 29 gennaio 2007, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e con il Ministro del lavoro, della salute e delle politiche sociali, recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di raffinerie, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59";

**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 del 1 ottobre 2008, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e con il Ministro del lavoro, della salute e delle politiche sociali, recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59";



**VISTO** il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 224, del 7 agosto 2008, di modifica della composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di coordinamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

**VISTO** il decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205, recante "Disposizioni di attuazione della direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 novembre 2008 relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive";

**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;

**VISTE** le note prott. n. CIPPC-2008-0356 del 7 aprile 2008, n. CIPPC-2009-00673 del 27 marzo 2009 e n. CIPPC-2012-00206 del 18 aprile 2012 di costituzione del gruppo istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

**VISTO** il Decreto n. DVA-DEC-2012-236 del 21 dicembre 2012 di Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio dello stabilimento Raffineria di Gela S.p.A. sito nel Comune di Gela;

**VISTA** la nota prot. RAGE/AD/597/T del 25/06/2013, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 26 giugno 2014, al prot. n. DVA-2013-15034, con la quale la Società Raffineria di Gela S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore) ha trasmesso la documentazione per l'adempimento alla prescrizione di cui all'art. 1, comma 5, del decreto di AIA n. DVA-DEC-2012-236 del 21 dicembre 2012 che prevede, che il Gestore, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, presenti, in conformità alle prescrizioni n. 9 e n. 13 del parere istruttorio conclusivo del decreto medesimo, all'Autorità competente e all'Autorità di Controllo un progetto esecutivo per il trattamento della totalità dei fumi in uscita dalla CTE in coerenza con le BAT;

**CONSIDERATO** che il Gestore, con la medesima nota prot. n. RAGE/AD/597/T del 26/06/2013, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 17 maggio 2013, al prot. n. DVA-2013-15034, ha attestato l'avvenuto pagamento della richiesta tariffa istruttoria prevista dal decreto interministeriale del 24 Aprile 2008 per l'attività istruttoria necessaria al riesame dell'AIA;



**VISTA** la nota prot. n. DVA/2013/16450 del 11/07/2013, con la quale la Direzione generale per le valutazioni ambientali (nel seguito indicata come Direzione generale) ha comunicato al Gestore l'avvio del procedimento di riesame per l'ottemperanza delle prescrizioni n. 9 e n. 13 del parere istruttorio conclusivo del decreto DEC-MIN-236 del 21 dicembre 2012;

**PRESO ATTO** che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "La Repubblica" del 24/07/2013 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

**VISTA** la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DVA-2013-25353 del 6/11/2013, formulata dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota CIPPC-00-2013-2017 del 4 novembre 2013;

**VISTE** le integrazioni alla domanda trasmesse dal Gestore con note n. RAGE/DIGE/956/T del 7/11/2013 e n. RAGE/DIGE/982/T del 18/11/2013, acquisite al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare rispettivamente in data 8/11/2013 al n. DVA-2013-25563 e in data 19/11/2013, al n. DVA-2013-26624;

**VISTA** la nota prot. n. CIPPC-00-2014-872 del 6/5/2014 (DVA-2013-13187 del 8/5/2014) con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al riesame dell'autorizzazione integrata ambientale n. DEC-MIN-2012-0000236 del 21 dicembre 2012 per l'esercizio dello stabilimento della Società Raffineria di Gela S.p.A. sito nel Comune di Gela (CL), per l'ottemperanza delle prescrizioni n. 9 e n. 13 del parere istruttorio conclusivo del decreto DEC-MIN-236 del 21 dicembre 2012;

**CONSIDERATO** che il citato parere istruttorio fa riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 17, paragrafo 2, della direttiva 2008/1/CE ed in particolare ai documenti (BRef) in materia di "Mineral Oil and Gas Refineries" (febbraio 2003), "Large Combustion Plants" (luglio 2006), "Energy Efficiency Techniques ENE" (luglio 2009);

**VISTO** il verbale conclusivo trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2014-16440 del 28/5/2014, relativo alla seduta del 27/5/2014 della Conferenza di Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del decreto



legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 e s.m.i., con nota prot. n. DVA-2014-13669 del 9/5/2014;

**VISTA** la nota prot. n. CIPPC-2013-1034 del 28/5/2014 (DVA-2013-16971 del 3/6/2014) con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al riesame dell'autorizzazione integrata ambientale n. DEC-MIN-2012-0000236 del 21 dicembre 2012 per l'esercizio dello stabilimento della Società Raffineria di Gela S.p.A. sito nel Comune di Gela (CL), aggiornato alla luce delle determinazioni della Conferenza dei Servizi del 27/5/2014.

**VISTO** il verbale conclusivo trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2014-19777 del 19/6/2014, relativo alla seduta del 18/6/2014 della Conferenza di Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 e s.m.i., con nota prot. n. DVA-2014-17354 del 5/6/2014;

**VISTA** la nota prot. n. CIPPC-2014-1279 del 9/7/2014 (DVA-2014-23259 del 15/7/2014) con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al riesame dell'autorizzazione integrata ambientale n. DEC-MIN-2012-0000236 del 21 dicembre 2012 per l'esercizio dello stabilimento della Società Raffineria di Gela S.p.A. sito nel Comune di Gela (CL), aggiornato alla luce delle determinazioni della Conferenza dei Servizi del 18/6/2014.

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

**RILEVATO** che non sono pervenute, ai sensi dell'articolo 29-*quarter*, comma 4 del decreto legislativo 3 aprile 2000, 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;

**RILEVATO** che il Sindaco di Gela non ha formulato per l'impianto specifiche prescrizioni ai sensi degli articoli 216 e 217 del Regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265;



**VISTI** i compiti assegnati all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale dall'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2005, n. 59;

**FATTO SALVO** il rispetto degli obblighi ricollegabili alla ubicazione dell'impianto all'interno di aree perimetrate del S.I.N. di Gela (CL), 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-00-2014-163 del 23/7/2014, 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 DEC-MIN-236 del 21 dicembre 2012, recante autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'impianto sito nel Comune di Gela (CL) della Società Raffineria di Gela S.p.A., identificata dal codice fiscale 06496081008, con sede legale in Contrada Piana del Signore - 93012 Gela (CL), è integrato con le prescrizioni aggiuntive di cui al parere reso il 9 luglio 2014 con nota protocollo n. CIPPC-00-2014-1279 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC, che costituisce parte integrante del presente decreto.

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 di cui al comma 5.

Gian Luca Galletti





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

CEIPPE-00-2014-0001279

del 09-07-2014

Pratica N. ....

Ref. Mittente: .....



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E.prot DVA-2014-0023259 del 15/07/2014

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 parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata da  
Stabilimento RAFFINERIA DI GELA S.p.A. Sito in Gela (CL) – Procedimento di  
Riesame ID 83/578**

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 18/06/2014.

Il Presidente f.f. della Commissione IPPC  
Prof. Franco Cotana

All. c.s.





**Commissione Istruttoria AIA-IPPC**  
**Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela**

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO**  
**ai sensi dell'art. 29-octies del Decreto Legislativo 152/2006 e s.m.i.**

**per lo Stabilimento RAFFINERIA DI GELA S.p.A.**  
**sito in GELA (CL)**

**Riesame dell'autorizzazione integrata ambientale DEC - MIN - 236 del 21/12/2012 per l'ottemperanza alle prescrizioni n. 9 e n. 13, di cui all'art. 1, comma 5, in ordine al progetto esecutivo per il trattamento della totalità dei fumi della CTE, riferita alla massima capacità produttiva, in coerenza con le BAT – (ID 83/578).**

**GESTORE** Raffineria di Gela S.p.A.  
**LOCALITÀ** GELA (CL)  
**DATA DI EMISSIONE** 03/07/2014

**Gruppo Istruttore:**

Dott. Antonio Fardelli – Referente GI  
Dott. Marcello Iocca  
Prof. Antonio Mantovani  
Dott. Marco Mazzoni  
Ing. Salvatore Tafaro  
Dott. Gaetano Capilli – Regione Siciliana  
Dott.ssa Giulia Anna Antonia Maria Cortina – Provincia di Caltanissetta  
Dott. Enrico Ascia – Comune di Gela





**Commissione Istruttoria AIA-IPPC**  
**Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela**

**SOMMARIO**

<b>1</b>	<b>DEFINIZIONI .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>5</b>
2.1	Atti presupposti.....	5
2.2	Atti autorizzativi e normativi .....	6
2.3	Attività istruttorie.....	8
<b>3</b>	<b>OGGETTO DELLA RELAZIONE.....</b>	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>CONTENUTI E VALUTAZIONI RELATIVI AL PROGETTO ESECUTIVO PER IL TRATTAMENTO DELLA TOTALITÀ DEI FUMI DERIVANTI DALLE CALDAIE DELLA CTE.....</b>	<b>12</b>
5.1	Progetto esecutivo per il trattamento della totalità dei fumi derivanti dalle caldaie della CTE.....	12
5.1.1	Stato di fatto.....	12
5.1.2	Stato di progetto.....	15
5.1.3	Cronoprogramma.....	21
5.1.4	Impatti sulle matrici ambientali .....	23
5.1.5	Sistemi di controllo.....	24
<b>6</b>	<b>CONSIDERAZIONI FINALI .....</b>	<b>26</b>
<b>7</b>	<b>PRESCRIZIONI.....</b>	<b>30</b>
7.1	Valori limite di emissione per la centrale termoelettrica .....	31
7.2	Valori limite per gli impianti di raffinaria .....	36
<b>8</b>	<b>BENEFICI AMBIENTALI .....</b>	<b>39</b>
8.1	Tariffa Istruttoria.....	41



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

## 1 DEFINIZIONI

<b>Autorità competente (AC)</b>	Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Valutazioni Ambientali.
<b>Ente di controllo</b>	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 29-decies, comma 11 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Siciliana.
<b>Autorizzazione integrata ambientale (AIA)</b>	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla Parte seconda del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla Parte seconda del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29-terdecies, comma 4 e dei documenti BREF (BAT Reference Documents) pubblicati dalla Commissione europea, nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro del lavoro, della salute e delle politiche sociali, sentita la Conferenza unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281.
<b>Commissione IPPC</b>	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.
<b>Gestore</b>	Raffineria di Gela S.p.A., indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.
<b>Gruppo Istruttore (GI)</b>	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
<b>Impianto</b>	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato XII alla parte II del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento.
<b>Inquinamento</b>	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.).



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

#### **Migliori tecniche disponibili (MTD)**

La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.

Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06 e s.m.i.

Si intende per:

1. tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;
2. disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;
3. migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso.

#### **Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)**

I requisiti di controllo delle emissioni che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. e ss.mm.ii., la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione integrata ambientale ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs.152/06 e s.m.i. e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06 e s.m.i. le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs.152/06 e s.m.i.

#### **Uffici presso i quali sono depositati i documenti**

I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e sono pubblicati sul sito <http://aia.minambiente.it>, al fine della consultazione del pubblico.



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

**Valori Limite di Emissione (VLE)** La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nell'allegato X alla parte II del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

## 2 INTRODUZIONE

### 2.1 Atti presupposti

Visto il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione istruttoria IPPC;

Vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00-2012-000232 del 19.04.2012, che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale dell'impianto della Raffineria di Gela S.p.A., sito nel Comune di Gela (CL), al Gruppo Istruttore così costituito:

- Dott. Antonio Fardelli (Referente),
- Dott. Marcello Iocca,
- Prof. Antonio Mantovani,
- Prof. Marco Mazzoni,
- Ing. Salvatore Tafaro;

preso atto che sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:

- Dott. Gaetano Capilli – Regione Siciliana,
- Dott.ssa Giulia Anna Antonia Maria Cortina – Provincia di Caltanissetta,
- Dott. Enrico Ascia – Comune di Gela;



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

preso atto che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:

- Ing. Gaetano Battistella
- Ing. Federica Bonaiuti

#### 2.2 Atti autorizzativi e normativi

- Visto il Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2012-000236 del 21.12.2012;
- visto il Decreto Legislativo n. 128 del 29 Giugno 2010, articolo 4, comma 5 "Art. 4. *Disposizioni transitorie e finali e abrogazioni* comma 5. *Le procedure di VAS, VIA ed AIA avviate precedentemente all'entrata in vigore del presente decreto sono concluse ai sensi delle norme vigenti al momento dell'avvio del procedimento;*
- visto l'articolo 4, comma 1 lett. a), del DLgs 128 del 29.06.2010 che abroga il DLgs 59/2005;
- vista la Circolare Ministeriale 13 Luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I";
- visto il Decreto 19 Aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 Aprile 2006;
- visto il Decreto Ministeriale 31 Gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del d. lgs. 4 agosto 1999, n. 372", G.U. N. 135 del 13.06.2005";
- visto l'articolo 5, comma 1, lettera l-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. che riporta la definizione di modifica sostanziale dell'impianto;
- visto l'articolo 6, co. 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi:
- a) devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
  - b) non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
  - c) deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma della quarta parte del presente decreto; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, secondo le disposizioni della medesima quarta parte del presente decreto;
  - d) l'energia deve essere utilizzata in modo efficace ed efficiente;
  - e) devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

conseguenze;

- f) deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

- visto l'articolo 29- *sexies*, comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale"
- visto l'articolo 29- *septies* del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
- vista la nota n. DVA-2013-12450 del 29/5/2013 (CIPPC-00-2013-1052 del 3/6/2013) con cui la DVA ha trasmesso al Presidente della Commissione AIA-IPPC il parere del Consiglio di stato n. 2236/2013 del 9/5/2013;
- esaminate le linee guida generali o di settore adottate a livello nazionale per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 Giugno 2005 (Decreto Ministeriale 31 Gennaio 2005),
  - Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 Giugno 2005 (Decreto Ministeriale 31 Gennaio 2005),
  - Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del D.Lgs. 18 Febbraio 2005, n. 59, G.U. n. 51 del 03 Marzo 2009 – S.O. n. 29 (Decreto 01 Ottobre 2008),
  - Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di raffinerie, per le attività elencate nell'allegato I del D.Lgs. 18 Febbraio 2005, n. 59, G.U. n. 125 del 31 Maggio 2007 – S.O. (Decreto 29 Gennaio 2007);
- esaminati i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- *Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries* - Febbraio 2003;
  - *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants* - Luglio 2006;
  - *Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE)* – Luglio 2009.



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

#### 2.3 Attività istruttorie

- Esaminata L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con Decreto prot. DEC-MIN-236 del 21/12/2012 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana Serie Generale n. 8 del 10/01/2013);
- esaminata la nota prot. RAGE/AD/597/T del 25/06/2013 (DVA-2013-15034 del 26/06/2013) con cui il Gestore, per l'adempimento alla prescrizione di cui all'art. 1, comma 5 dell'AIA e con cui il Gestore ha comunicato di aver provveduto al versamento della tariffa istruttoria per un importo pari a 20.250 euro;
- esaminata la nota n. DVA/2013/16450 del 11/07/2013 con cui il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ha comunicato alla società Raffineria di Gela S.p.A. l'avvio del procedimento di riesame;
- vista l'avvenuta pubblicazione sul quotidiano "La Repubblica" del 24/07/2013 dell'avvio del procedimento di riesame per l'ottemperanza delle prescrizioni n. 9 e n.13 del Decreto AIA prot. DEC-MIN-236 del 21/12/2012;
- considerato il verbale della riunione del Gruppo istruttore del 2, 3 e 4 ottobre 2013 prot. CIPPC-00-2014-1862 del 8/10/2013;
- visto il parere istruttorio prot. CIPPC\_00-2013-001862 dell'8/10/2013, relativo al procedimento di riesame ID 83/551 (ultra low NOx), approvato in sede di CdS in data 28/10/2014 di cui al prot. n. DVA-2013-24680 del 29/10/2013;
- esaminata la nota prot. RAGE/AD/919/T del 23.10.2013 (DVA-2013-0024291 del 23.10.2013) con cui il Gestore ha trasmesso integrazioni volontarie alla documentazione riguardante il procedimento di riesame, riportante interventi per la modifica dell'assetto delle centrale, per l'ammodernamento delle caldaie e per il trattamento fumi;
- considerato il verbale della riunione del Gruppo istruttore del 28 e 29 ottobre 2013 prot. CIPPC\_00-2013-002004 del 31/10/2013;
- esaminate le note prot. RAGE/AD/956/T del 07.11.2013 (DVA-2013-0025563 dell'8.11.2013) e prot. RAGE/AD/DIGE/982/T del 18.11.2013 (DVA-2013-0026624 del 19.11.2013), con cui il Gestore ha trasmesso ulteriori integrazioni alla documentazione riguardante il procedimento di riesame;
- considerato il verbale della riunione del Gruppo istruttore del 28 e 29 novembre 2013 prot. CIPPC\_00-2013-2220 del 2/12/2013;
- vista la nota prot. n. DVA-2014-2400 del 30.01.2014, con cui la DVA ha invitato la Commissione IPPC a dar corso alle attività istruttorie per la conclusione del procedimento, trasmettendo le note:
- nota prot. n. DVA-2013-28725 del 10.12.2013 con cui la DVA ha chiesto chiarimenti al Gestore in merito alla prevista esportazione nella rete nazionale del surplus di energia elettrica, sia nella configurazione attuale sia in quella finale a regime, anche in caso di applicazione della deroga di cui al paragrafo 3 della Parte I dell'Allegato II alla parte V del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.;
  - nota n. RAGE/AD/DIGE/1091/T del 19.12.2013 (DVA-2013-29203, del



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

20.12.2013), con cui il Gestore ha ribadito di ritenere coerenti con la normativa di riferimento gli assetti emissivi proposti nella documentazione presentata e di ritenere di potersi avvalere della deroga senza alcuna limitazione sulla gestione dell'energia elettrica;

- nota n. DVA-2014-962 del 15.01.2014, inviata al Gestore sulla base degli esiti dell'ispezione condotta da ISPRA presso l'impianto nei giorni 12, 13 e 14 novembre 2013 di cui alla nota n. 50283 del 13.12.2013
- nota n. DVA-2014-1485 del 22.01.2014 con cui ha rappresentato al Gestore e ad ISPRA la necessità di effettuare un'efficace verifica del rispetto delle prescrizioni riguardanti la centrale termoelettrica, con riferimento sia agli assetti di marcia che ai quantitativi di energia elettrica scambiati con la rete elettrica e/o con le società coinsediate;
- la nota dell'Assessorato Territorio e Ambiente Regione Siciliana prot. n.321 del 23.01.2014, con cui è stato designato il dott. Gaetano Capilli come rappresentante della Regione Siciliana valevole per tutte le attività istruttorie relative alla Raffineria di Gela

vista la nota n. RAGE/AD/DIGE/59/T del 05/02/2014 (DVA-2014-3035 del 06/2/2014 e CIPPC-00-2014-311 del 6/2/2014) con cui il Gestore ha fornito ulteriori precisazioni circa le modalità di esecuzione degli autocontrolli con le quali intende ottemperare alle prescrizioni sui limiti di emissione della centrale termoelettrica, sia nella fase transitoria sia a completamento del progetto di adeguamento, tenendo conto della quantità di energia elettrica esportata;

vista la nota prot. n. DVA-2014-3037 del 6/2/2014, con cui la DVA ha trasmesso alla Commissione AIA-IPPC, ad integrazione della nota n. DVA-2014-2400 del 30/01/2014, la nota pervenuta da ISPRA n. 3442 del 24/1/2014.

vista la nota prot. n. DVA-2014-3729 del 13/02/2014 con cui la DVA ha chiesto ad Ispra un avviso tecnico su quanto proposto dal gestore, anche in considerazione di eventuali modalità e procedure di verifica già attuate o concordate con altri gestori in analoghe situazioni nell'ambito delle competenti attività di controllo finora condotte;

vista la nota prot. n. DVA-2014-6157 del 6/3/2014 con cui la DVA ha trasmesso alla Commissione AIA-IPPC la nota ISPRA prot. n. 9856 del 5.3.2014 (DVA-2014-6006 del 6/3/2014) con cui ISPRA ha fornito il proprio avviso tecnico in riscontro alla nota n. DVA-2014-3729 del 13.02.2014;

esaminate le dichiarazioni rese dal Gestore che 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, restando inteso che 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 dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti;

esaminata la documentazione prodotta da ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione nazionale IPPC, e





## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

precisamente le Relazioni Istruttorie del 03/09/2013 e del 14/11/2013;

- considerato il verbale della riunione del Gruppo istruttore del 7 e 8 aprile 2014 prot. CIPPC-00-2014-762 del 09/04/2014;
- visto il verbale della Conferenza dei Servizi del 27 maggio 2014 e l'allegata nota n. RAGE/330/T del 20/5/2014 (DVA-2014-15323 del 22/5/2014) con cui il Gestore ha trasmesso le osservazioni al PIC reso con nota CIPPC-00-2014-872 del 6/5/2014;
- considerato il verbale della riunione del Gruppo istruttore del 27 e 28 maggio 2014, prot. CIPPC-00-2014-1028 del 29/5/2014;
- visto il verbale della Conferenza dei Servizi del 18 giugno 2014, prot. n. 19777 del 19/06/2014, in esecuzione del quale si è tenuta la riunione del Gruppo istruttore del 3 luglio 2014, come da mandato conferito.

### 3 OGGETTO DELLA RELAZIONE

Denominazione impianto	Raffineria di Gela S.p.A.
Sede Legale	Gela (Caltanissetta)
Sede operativa	Contrada Località Piana del Signore GELA (CL)
Tipo impianto	Impianto chimico a ciclo continuo - Esistente
Tipo di procedura	Adempimento di prescrizioni
Codice attività IPPC	<b>Attività 1</b> <u>Codice IPPC</u> Codice 1.2: Raffinerie di Petrolio e di gas <u>Classificazione NACE</u> Codice 23.20: Fabbricazione di prodotti petroliferi raffinati. <u>Classificazione NOSE-P</u> Codice 105.08: Trasformazione di Prodotti Petroliferi. <b>Attività 2</b> <u>Codice IPPC</u> Codice 1.1: Centrali Termiche ed altri Impianti di Combustione con Potenza Termica di almeno 300 MW <u>Classificazione NACE</u> Codice 40.11: Produzione di energia elettrica. Codice 40.30: Produzione e distribuzione di calore. <u>Classificazione NOSE-P</u> Codice 101.01: Processi di combustione > 300 MW
Gestore Impianto	Ing. Carlo Guarrata Recapiti telefonici: 0931-845501 e-mail: <a href="mailto:carlo.guarrata@eni.com">carlo.guarrata@eni.com</a>
Referente IPPC	Ing. Massimiliano Dell'Agnello e-mail: <a href="mailto:massimiliano.dellagnello@eni.com">massimiliano.dellagnello@eni.com</a>



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

Impianto a rischio di incidente rilevante	Sì
Sistema di gestione ambientale	ISO 14001

#### 4 PREMESSA

Con riferimento a quanto previsto dall'art. 1, comma 5, del decreto di AIA n. DVA-DEC-2012-236 del 21/12/2012 e dalla prescrizione n. 13 del PIC allegato al medesimo decreto, la Società Raffineria di Gela S.p.A. ha presentato con nota con prot. RAGE/AD/597/T del 25/06/2013, acquisita dal MATTM al prot. n. DVA-2013-15034 del 26/06/2013, il progetto esecutivo per il trattamento della totalità dei fumi, riferita alla massima capacità produttiva, in coerenza con le BAT.

Per maggior chiarezza, si riporta di seguito la prescrizione riportata nel decreto AIA sopra citato, oggetto della presente nota.

Art. 1, comma 5, del decreto di AIA n. DVA-DEC-2012-236 del 21/12/2012:

*"Come prescritto al paragrafo 8.2.3 "Centrale termoelettrica", pag. 124 del parere istruttorio, entro 6 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8 comma 5 del presente decreto, il Gestore dovrà presentare al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e trasmettere all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un progetto esecutivo per il trattamento della totalità dei fumi in coerenza con le MTD di riferimento".*

Si riporta, per completezza, anche la prescrizione di cui al citato paragrafo 8.2 del PIC, prescrizione n. 13 (pag. 124):

*13. Il Gestore, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, dovrà trasmettere all'Autorità competente un progetto esecutivo per il trattamento della totalità dei fumi, riferita alla massima capacità produttiva, in coerenza con le BAT.*

*Tale progetto sarà oggetto di riesame ai sensi dell'art. 29-octier del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i., al fine del conseguimento di un ulteriore sostanziale miglioramento del quadro emissivo.*

*Il Gestore, entro 18 mesi dal rilascio dell'AIA, dovrà garantire la realizzazione degli interventi previsti nel citato progetto".*

A tal proposito, inoltre, il Gestore ha precisato che il nuovo sistema di sezionamento consentirà di ottemperare anche alla prescrizione n. 9 del PIC allegato all'AIA che prevede che il riscaldamento del sistema quadri canna del camino E21 dovrà essere effettuato senza l'utilizzo dei fumi non trattati del processo provenienti dalla combustione del pet-coke.

Si segnala, infine, che con la medesima nota prot. n. RAGE/AD/597/T del 25/06/2013 il Gestore ha dichiarato di aver inviato l'attestazione di versamento della tariffa prevista e prescritta dal DM 24 Aprile 2008, per l'adempimento di cui alla prescrizione sopra riportata (v. in particolare l'art. 2, comma 5, del decreto citato).



## **5 CONTENUTI E VALUTAZIONI RELATIVI AL PROGETTO ESECUTIVO PER IL TRATTAMENTO DELLA TOTALITÀ DEI FUMI DERIVANTI DALLE CALDAIE DELLA CTE**

### **5.1 Progetto esecutivo per il trattamento della totalità dei fumi derivanti dalle caldaie della CTE**

Con nota Prot. RAGE/AD/597/T del 25.06.2013 il Gestore ha presentato, in ottemperanza a quanto prescritto al punto 13 del PIC allegato all'AIA e all'art. 1, co. 5 dell'AIA, un progetto esecutivo per il trattamento della totalità dei fumi derivanti dalle caldaie della CTE.

Il progetto prevede il sezionamento fluidodinamico dei fumi, allo scopo di indirizzare la totalità dei fumi all'esistente impianto SNOX, ottenendo così il trattamento della totalità dei fumi riferiti alla massima capacità produttiva in uscita dalle caldaie a pet-coke, il riscaldamento delle canne del camino quadricanne senza l'utilizzo dei fumi non trattati provenienti dalle caldaie a pet-coke e un sostanziale ulteriore miglioramento del quadro emissivo.

#### **5.1.1 Stato di fatto**

La Centrale Termoelettrica della Raffineria ENI di Gela è composta complessivamente da 5 caldaie, di cui 3 alimentate principalmente a pet-coke con olio e gas di sostegno (G100, G200 e G300), 1 alimentata a fuel oil e gas (G400), e 1 alimentata a gas (G500).

La centrale ha lo scopo di fornire vapore ed energia elettrica a tutti gli impianti di Stabilimento, nonché alla Rete Nazionale tramite sottostazione a 150 kV.

In tale configurazione la CTE presenta, alla massima capacità produttiva, una potenza termica installata di 1.360 MWt, a cui corrisponde una potenzialità di produzione del vapore di 1.790 t/h, con un consumo di pet coke pari a circa 2.000 t/giorno.

La caldaia G400 è attualmente fuori servizio per un progetto di sostituzione.

I turbogeneratori con i relativi cicli sono 4, di cui 3 a condensazione e derivazione ed 1, il più recente, a derivazione e contropressione, con scarico di vapore a 2,3 ate.

I fumi provenienti dalla caldaia G500 sono inviati a 1 delle 4 canne dell'esistente camino quadricanne, mentre i fumi provenienti dalle caldaie G100, G200 e G300 sono normalmente inviati all'impianto SNOX.

Solo durante le fasi di avviamento delle caldaie G100, G200 e G300, o in caso di emergenza per blocco dell'impianto SNOX, i fumi delle stesse vengono inviati a 3 delle canne (una per canna) del camino quadricanne.

Per garantire il corretto funzionamento delle canne, le stesse vanno mantenute ad una temperatura ottimale di circa 120°C, per assicurare il tiraggio ed evitare danneggiamenti del refrattario a seguito di shock termico.

L'impianto SNOX, attivo dal 1999, consente la rimozione degli ossidi di azoto mediante il processo SCR (selective catalytic reduction), mentre gli ossidi di zolfo sono trasformati in acido solforico e non trasferiti dall'atmosfera al suolo sotto forma di composti diversi.

Le polveri vengono abbattute mediante un sistema di elettrofiltri.

*[Handwritten signature]*



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

La capacità di abbattimento dello zolfo contenuto nei gas trattati, recuperato come acido solforico concentrato, è del 94%, mentre la conversione degli ossidi di azoto è del 90%.

Le polveri e i metalli contenuti nei gas vengono abbattute quasi totalmente.

Attualmente i fumi delle caldaie a pet-coke (G100, G200 e G300) sono trattati interamente all'impianto SNOX, ad eccezione del periodo più freddo dell'anno, durante il quale diventa necessario indirizzare una percentuale di essi (circa 1%) al camino quadricanne, al fine di mantenere la temperatura del camino intorno ai 120°C in modo da:

1. assicurarne il corretto funzionamento in caso di evacuazione dei fumi derivanti dalle caldaie alimentate a pet-coke per blocco dello SNOX,
2. garantirne l'integrità strutturale evitando shock termici.

Tali obiettivi vengo traguardati nei periodi meno freddi grazie allo sfioro di aria calda al camino, ma non possono essere raggiunti nei mesi più freddi senza ricorrere ad uno sfioro di fumi caldi (altrimenti indirizzati allo SNOX), a causa della diminuzione della temperatura di prelievo dell'aria e, quindi, della temperatura del fluido che giunge al camino quadricanne.

Per ottenere il totale indirizzamento dei fumi delle tre caldaie citate verso lo SNOX, nei casi sopra descritti, attualmente si procede all'immissione di aria di sbarramento al quadricanne stesso, fornita dai compressori K130 ABC. Questi ultimi prelevano aria atmosferica che viene preriscaldata allo SNOX mediante scambio termico con i fumi caldi trattati, e quindi inviata come aria di sbarramento al quadricanne e come aria comburente alle caldaie; l'eccesso viene sfiorato al camino SNOX, garantendone il corretto funzionamento.

L'attuale sistema di sbarramento fluidodinamico, realizzato con aria calda proveniente dallo SNOX, è rappresentato nello schema sotto riportato.

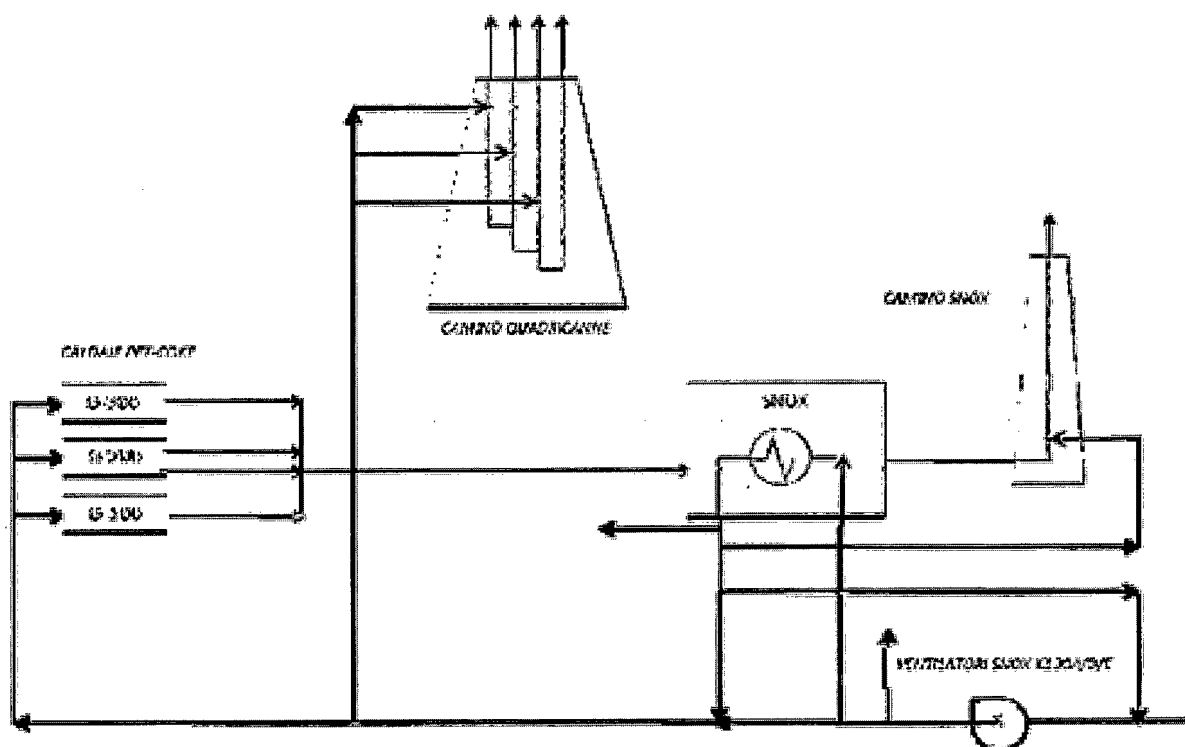


Figura 1: attuale percorso dell'aria calda dai ventilatori SNOX



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC**  
**Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela**

Le seguenti tabelle mostrano la situazione di dettaglio in caso di normale funzionamento della CTE, nella sua configurazione attuale, e il corrispondente assetto emissivo atteso.

Caldaia	Tonnellate vapore (t)	Potenza termica (MW)	Combustibili in alimentazione
G100	380	295	Pet coke/OC/Gas
G200	380	295	Pet coke/OC/Gas
G300	380	295	Pet coke/OC/Gas
G400	430	305	OC/Gas
G500	220	170	Gas
TOT	1.790	1.360	-

Tabella 1: assetto impiantistico attuale

	Portata	NOx		SO <sub>2</sub>		Polveri		CO	
	Nm <sup>3</sup> /h	t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>	t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>	t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>	t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>
<b>Raffineria</b>	455.108	1.261	316	2.141	537	49	12	439	110
<b>CTE</b>	1.105.650	1.540	159	6.770	699	56	5,8	750	77
<b>Totale</b>	1.560.758	2.801	205	8.911	652	105	8	1.189	87
<b>Limiti AIA</b>		<b>2.850</b>	<b>250</b>	<b>11.000</b>	<b>900</b>	<b>105</b>	<b>50</b>	<b>1.200</b>	<b>150</b>

Tabella 2: assetto emissivo attuale

Il Gestore ha dichiarato che non sono previste né per l'anno in corso né per il 2014 condizioni di funzionamento della CTE con impianto SNOX fermo per manutenzione programmata, precisando che, qualora si dovessero verificare condizioni tali da comportare necessariamente la fermata dell'impianto SNOX, sarà cautelativamente impostato un assetto finalizzato a garantire il rispetto dei requisiti di qualità dei fumi emessi, nel rispetto dei limiti attualmente autorizzati. Tale assetto, necessario ad assicurare la produzione di vapore ed energia per i fabbisogni di fabbrica e, conseguentemente, tutte le condizioni di sicurezza impiantistica connesse all'assetto produttivo adottato, prevede la messa in marcia della caldaia G500 alimentata a solo gas combustibile, con una o due caldaie policombustibili in marcia a carico ridotto con pet coke a basso tenore di zolfo (BTZ), gas combustibile e fuel oil BTZ di supporto.

La seguente tabella riassume nel dettaglio l'assetto descritto:



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

Caldaia	Tonnellate vapore (t)	Potenza termica (MW)	Combustibili in alimentazione
G100	760 (380+380)	590 (295+295)	Max 2 caldaie previste in marcia con: Pet coke BTZ/OC BTZ/Gas
G200			
G300			
G400	Attesa ferma		
G500	220	170	Gas
TOT	980	760	-

Tabella 3: assetto impiantistico con indisponibilità dello SNOX

## 5.1.2 Stato di progetto

### 5.1.2.1 Sistema di sezionamento fluidodinamico

Dalla nota presentata dal Gestore risulta che gli obiettivi del nuovo sistema di sezionamento fluidodinamico del camino quadricanne sono i seguenti:

- trattare all'impianto SNOX, durante tutto l'anno, ad eccezione dei brevi e sporadici periodi legati all'avviamento delle caldaie e/o ad eventuali blocchi dell'impianto SNOX, la totalità dei fumi di combustione, riferiti alla massima capacità produttiva, provenienti dalle caldaie a pet-coke, olio combustibile e fuel-gas (G100, G200 e G300), ottenendo un sostanziale miglioramento del quadro emissivo,
- realizzare un sistema autonomo di sbarramento e riscaldamento mediante utilizzo di aria calda, in modo da evitare il preriscaldamento del quadricanne con fumi di processo provenienti dalla combustione del pet-coke e non trattati.

Al fine di raggiungere gli obiettivi sopra elencati, il Gestore ha predisposto uno studio esecutivo che consente di:

- ridurre i punti di emissione del camino quadricanne, passando da 4 a 3,
- aumentare l'affidabilità del sistema di sezionamento fluidodinamico,
- aumentare la disponibilità del sistema di sezionamento fluidodinamico,
- semplificare l'operabilità del sistema di sezionamento fluidodinamico.

Secondo questo Studio esecutivo del Gestore:

1. la realizzazione di un sistema autonomo di sezionamento del camino quadri canne, permetterà il trattamento della totalità dei fumi riferiti alla massima capacità produttiva delle caldaie alimentate a pet-coke (G100, G200 e G300) all'impianto di depurazione fumi SNOX, al fine di migliorare ulteriormente il quadro emissivo della centrale termoelettrica;

2. il nuovo sistema di sezionamento fluidodinamico del quadricanne garantirà lo sbarramento dei fumi dalle caldaie alimentate a pet-coke verso il camino utilizzando solo aria opportunamente preriscaldata, evitando così la necessità di sfiorare al camino parte dei fumi stessi e svincolandosi completamente dai ventilatori K130A/B/C dello SNOX.



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

3. il nuovo sistema garantirà, quindi, l'azzeramento dello sfioro fumi ai quadricanne in ogni periodo dell'anno.

La nuova configurazione prevede l'installazione di un sistema di rilancio di aria calda al quadricanne indipendente dall'esistente.

L'aria sarà prelevata dall'atmosfera e rilanciata da 2 compressori esistenti (K-2150A/B) opportunamente ricollocati, utilizzati in precedenza come ventilatori aria per la caldaia G400 e attualmente in disuso, riscaldata poi mediante un nuovo preriscaldatore aria (E-2150) che utilizza vapore a bassa e media pressione, dimensionato per il rilancio dell'aria calda necessaria allo sbarramento contemporaneo di due canne del camino quadricanne, cui verranno opportunamente convogliate le condotte delle 3 caldaie a pet-coke.

Una opportuna verifica dimensionale ha mostrato, infatti, la possibilità di inviare i fumi delle 3 caldaie alimentate a pet-coke, nei casi in cui ciò si renda necessario (blocco SNOX ed avviamento delle caldaie), a 2 sole canne invece che a 3, come accade attualmente. Questo consente sia di ridurre i punti di emissione, che di ridurre il consumo energetico necessario a garantire il funzionamento delle canne stesse.

La temperatura prevista per l'aria in uscita dal preriscaldatore è di circa 150-160°C, sufficiente per raggiungere le temperature necessarie al camino quadri canne, mentre l'aria sarà inviata alle canne del camino quadricanne con una pressione pari a circa 50 mbar(g), in modo che i fumi derivanti dalle caldaie alimentate a pet-coke vengano tutti trattati allo SNOX.

La portata di aria calda stimata per il funzionamento di una canna è pari a 67.000 Nm<sup>3</sup>/h.

Il preriscaldatore aria E-2150 sarà costituito da più corpi lato vapore, tutti attraversati in un'unica direzione dall'aria da riscaldare. I corpi saranno 4, con stessa duty e stesse dimensioni; ciascun corpo sarà intercettabile lato vapore/condensa per manutenzione e, in caso di intercettazione di un modulo, i corpi rimanenti dovranno essere in grado di fornire la duty di progetto.

Il mezzo riscaldante utilizzato normalmente nel preriscaldatore aria E-2150 è vapore a bassa pressione (pressione normale alla distribuzione = 6 bar(g)), l'ultimo banco utilizzerà inoltre vapore a media pressione (pressione normale alla distribuzione = 18 bar(g)), per fornire la duty necessaria a raggiungere le temperature aria previste in ogni condizione climatica.

La condensa viene inviata alla rete esistente di raccolta condense a bassa pressione, dopo essere raffreddata alla temperatura idonea.

I casi di marcia considerati per il nuovo sistema di rilancio, alla temperatura ambiente minima di 0°C, sono:

- caso portata aria massima 200.000 Nm<sup>3</sup>/h, considerando aria in eccesso per il funzionamento di ciascuna delle due canne (100.000 Nm<sup>3</sup>/h per canna);
- caso portata aria normale 134.000 Nm<sup>3</sup>/h, considerando l'aria normale necessaria per il funzionamento di ciascuna delle due canne (67.000 Nm<sup>3</sup>/h per canna);
- caso portata aria minima 67.000 Nm<sup>3</sup>/h, considerando l'aria normalmente necessaria per il funzionamento di una canna (67.000 Nm<sup>3</sup>/h).

Nel caso di blocco e/o fermata del ventilatore in marcia, il ventilatore di riserva sarà in grado di avviarsi in automatico per garantire l'invio al camino quadricanne della portata di sbarramento delle due canne.



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

La seguente figura mostra lo schema semplificato del nuovo sistema aria di sbarramento.

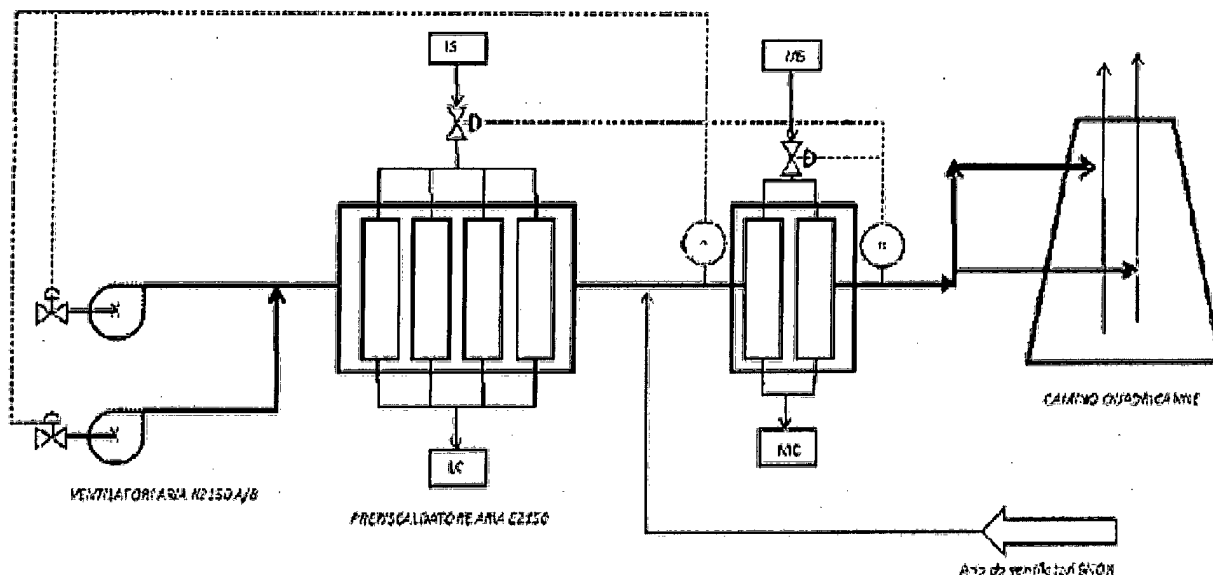


Figura 2: nuovo sistema di sbarramento e riscaldamento aria al quadricanne (in verde è disegnato il sistema esistente, in nero il sistema futuro)

Il Gestore ha precisato che, anche una volta realizzato il sezionamento fluidodinamico del camino quadricanne (punto di emissione E21) precedentemente descritto, esso resterà comunque necessariamente esercibile, essendo asservito alle esigenze di continuità produttiva della CTE per le situazioni eccezionali e/o transitorie (attivazione della caldaia G500 di *back-up*, fasi di avviamento delle caldaie policomustibili, fermata impianto SNOX).

Le seguenti tabelle riportano la situazione attesa nelle condizioni di normale funzionamento della CTE e il relativo assetto emissivo.

Caldaia	Tonnellate vapore (t)	Potenza termica (MW)	Combustibili in alimentazione
G100	760 (380+380)	590 (295+295)	2 caldaie previste in marcia con: Pet coke/OC/Gas
G200			
G300			
G400	Attesa ferma		
G500	Back-up		Gas
TOT	760	590	

Tabella 4: assetto impiantistico previsto a seguito del sezionamento del camino quadricanne (E21)





**Commissione Istruttoria AIA-IPPC**  
**Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela**

FASI	Assetto attuale	12 mesi	24 mesi	36 mesi	72 mesi
Sezionamento fluidodinamico dei fumi (Prescrizioni AIA nn. 9 e 13 – Rif. RAGE/AD/597/T del 26.06.2013)		Completamento sezionamento quadricanne			
Sostituzione scambiatore di calore impianto SNOX (adeguamento volontario BAT impianto SNOX – Rif. RAGE/AD/919/T del 23.10.2013)			Completamento sostituzione scambiatore SNOX		
Ammodernamento caldaie multicombustibili (Prescrizione AIA par. 8 – I fase – Rif. RAGE/AD/919/T del 23.10.2013 1° step – revamping G400 new 2° step – revamping G100 new				Completamento revamping G400 new	
					Completamento revamping G100 new



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

#### 5.1.4 Impatti sulle matrici ambientali

Il Gestore ha fornito i consumi elettrici, di vapore e di aria di seguito riportati, precisando che i dati indicati sono preliminari e andranno confermati nella successiva fase di progettazione.

Consumo elettrico massimo operativo:

Apparecchiatura	U.M.	Consumi (BHP)
Ventilatore aria K2150 A (in marcia)	kW	450
Ventilatore aria K2150 B (riserva)	kW	0

Consumo di vapore al preriscaldatore aria, considerando una portata d'aria pari a 200.000 Nm<sup>3</sup>/h e la temperatura dell'aria ambiente pari a 0°C:

Vapore a 6 bar	U.M.	Consumi (max)
Consumo normale di vapore	Kg/h	19.200

Vapore a 18 bar	U.M.	Consumi (max)
Consumo normale di vapore	Kg/h	1.300

Consumo di aria per gli strumenti:

Apparecchiatura	U.M.	Consumi
Valvole di controllo	Nm <sup>3</sup> /h	8
Valvole on-off	Nm <sup>3</sup> /h	4

Il Gestore ha altresì precisato che è prevista la riduzione:

- del consumo di materie prime e di produzione dei rifiuti, legata principalmente alla riduzione di combustibile in alimento alla Centrale e, quindi, alla conseguenza minor produzione di ceneri leggere e pesanti,
- dei consumi idrici ed energetici, conseguente al calo di potenza termica installata, cui corrispondono volumi minori di acqua per la produzione di vapore e per raffreddamento, e alla maggiore efficienza energetica della Centrale operante con le nuove unità,
- degli inquinanti emessi in atmosfera, conseguente all'ottimizzazione del sistema di abbattimento SNOX, alla sostituzione delle caldaie e all'ottimizzazione dell'assetto impiantistico,
- dell'impatto acustico emesso, conseguente all'ammodernamento delle strutture meccaniche ed impiantistiche, con la installazione di unità più silenziose.



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

La seguente tabella mostra gli impatti attesi sulle diverse matrici ambientali a seguito della realizzazione del progetto presentato ai precedenti paragrafi:

Effetto	u.d.m.	Dato complessivo di raffineria MCP Ante Operam	Variazioni attese	Complessivo di raffineria MCP Post Operam	Var. % MCP
Consumo di Combustibili					
Pet-coke	t/a	551.378	-7.800	543.578	-1,4%
Olio combustibile	t/a	245.871	-195.000	50.871	-79,3%
Fuel gas	t/a	282.362	-132.000	150.362	-46,7%
Metano	t/a	4.564	trascurabile	4.564	0,0%
Potenza termica installata					
Potenza termica	MW	1.360	-510	850	-37,5%
Vapore					
Vapore prodotto	t/h	1.790	-770	1.020	-43,0%
Prelievi idrici					
Acqua mare raffreddamento/demineralizzata	m³/a	1.067.876.192	-12.000.000	1.055.876.192	-1,1%
Scarichi idrici					
Acqua scaricata scarico "A"	m³/a	592.121.457	-10.000.000	582.121.457	-1,7%
Acqua scaricata a Biol Ind	m³/a	14.172.000	-500.000	13.672.000	-3,5%
Emissioni in atmosfera (bolla raffineria)					
SO2	t/a	11.000		6.470	-41,2%
NOx	t/a	2.850		2.008	-29,5%
Polveri	t/a	105		95	-9,5%
CO	t/a	1.200		993	-17,3%
SO2	mg/Nmc	900		508	-43,6%
NOx	mg/Nmc	250		158	-36,8%
Polveri	mg/Nmc	50		7,5	-85,0%
CO	mg/Nmc	150		78	-48,0%
Rifiuti prodotti					
Rifiuti pericolosi	t/a	2.084.774	-5.000	2.079.774	-0,24%
Rifiuti non pericolosi	t/a	771.081	trascurabile	771.081	0,00%

#### 5.1.5 Sistemi di controllo

##### Sistema controllo pressione aria di sbarramento

La pressione dell'aria calda a valle del preriscaldatore aria E-2150 è regolata con un loop di regolazione che agisce sulle singole serrande a monte dei ventilatori.

##### Sistema controllo temperatura aria di sbarramento

Il controllo della temperatura dell'aria al camino avviene agendo sulla valvola di regolazione posta sulla linea di vapore in ingresso al preriscaldatore.

Il nuovo sistema e quello esistente saranno in grado di funzionare in modo alternativo, aumentando l'affidabilità di tutto il complesso.

##### Sistema controllo fumi



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

Per garantire che i fumi provenienti dalle caldaie, quando è in marcia lo SNOX, non vadano al quadricanne verranno installati 3 principali sistemi di controllo, alternativi uno all'altro. Tale ridondanza consente di avere un'affidabilità del sistema di sbarramento elevata.

I 3 principali sistemi di controllo sono i seguenti:

- controllo della pressione differenziale tra la pressione della condotta fumi verso lo SNOX di ciascuna caldaia e la pressione della condotta fumi verso la relativa canna del quadricanne – tale controllore agisce sulla serranda della relativa caldaia di immissione fumi allo SNOX, indirizzando i fumi verso l'impianto SNOX e garantendo un flusso nullo in direzione del camino quadricanne;
- controllo con analizzatore di  $\text{SO}_2$  sulla canna del camino – tale sistema di controllo dei fumi provenienti dalla caldaia si basa su un controllore di  $\text{SO}_2$  presente su ciascuna canna a valle dell'immissione aria (uscita camino). Qualora dovesse rilevare la presenza di  $\text{SO}_2$ , il controllore agisce sulla serranda della relativa caldaia di immissione fumi allo SNOX, incrementando i fumi verso l'impianto SNOX e garantendo un flusso nullo in direzione del camino quadricanne,
- controllo con rilevatore di fumi sulla condotta che congiunge i fumi in uscita dalle caldaie alla canna quadricanne, prima della immissione dell'aria di barrieramento – il rilevatore di fumi (AXC) viene posto sulla condotta che congiunge i fumi in uscita da ciascuna caldaia alla relativa canna del quadricanne, prima della immissione dell'aria di barrieramento. In tale tratto di linea si ha normalmente presenza di aria, nel caso si riscontri la presenza di fumi si agirà aprendo la serranda della relativa caldaia di immissione fumi allo SNOX. Il sistema di rilevazione è basato sulla rilevazione multipla della  $\text{CO}_2$ , della  $\text{SO}_2$  e dell' $\text{O}_2$ , elementi che subiscono una rilevante variazione tra aria e fumi. Il sistema per la rilevazione della  $\text{CO}_2$  sarà basato su un rivelatore ad emissione infrarosso, la rivelazione della  $\text{SO}_2$  su rilevazione ed emissione ultravioletto, mentre per l' $\text{O}_2$  sarà utilizzato in rivelatore all'ossido di zirconio.

La figura di seguito riportata mostra lo schema semplificato del sistema di controllo sui fumi nella configurazione futura, dove il controllo è basato sulla pressione differenziale, mentre gli analizzatori sulla canna e sulla condotta funzionano da supervisione ed allarme.

Ciascuno dei 3 sistemi può agire come controllore, andando ad azionare la serranda di immissione fumi verso lo SNOX, mentre gli altri due funzionano come ulteriore sistema di verifica e di allarme.



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

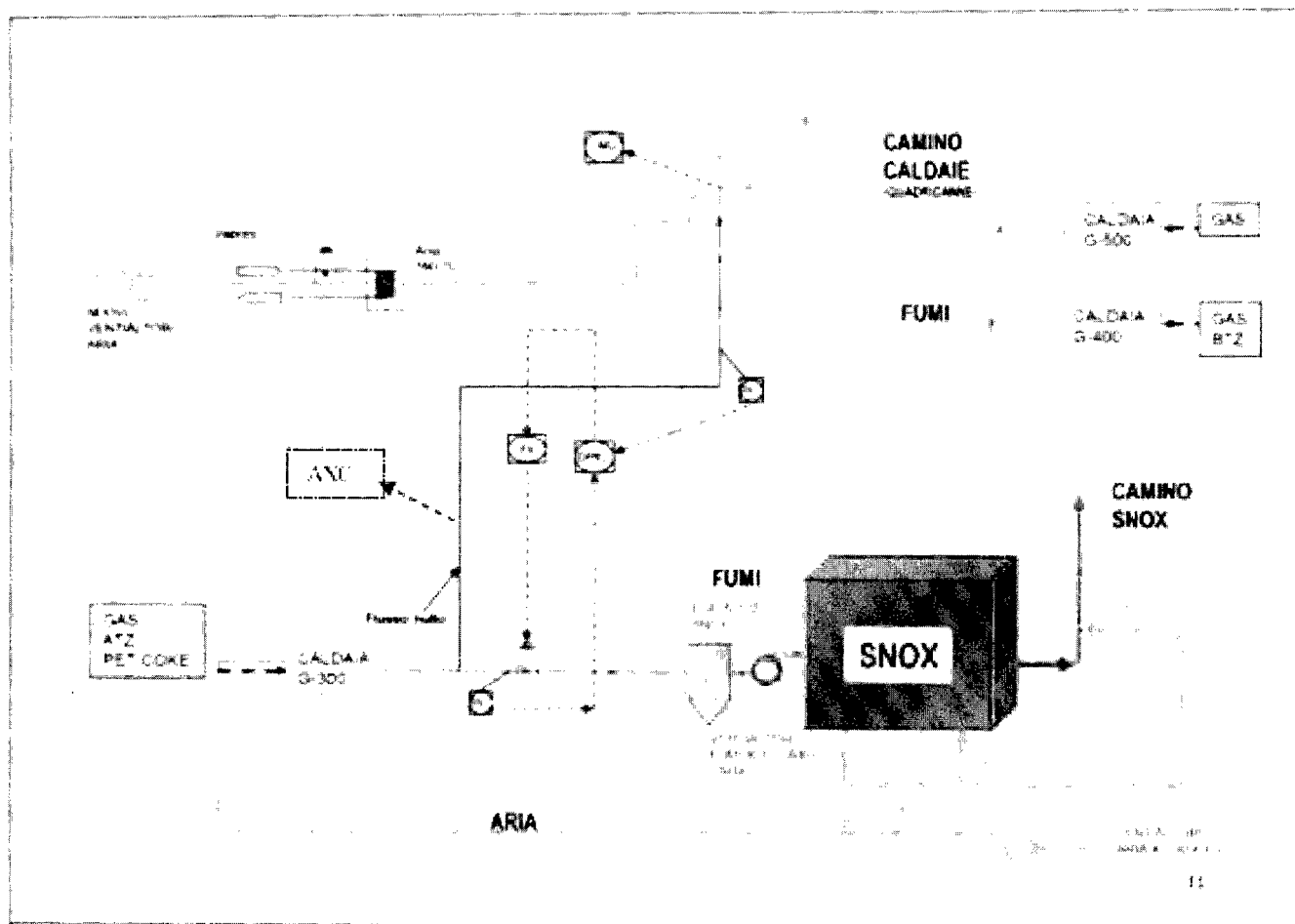


Figura 3: sistema di controllo del nuovo sistema di sezionamento fluidodinamico del quadricane

## 6 CONSIDERAZIONI FINALI

Con la documentazione inviata dalla Società Raffineria di Gela S.p.A. con nota RAGE/AD/597/T del 25.06.2013, acquisita dal MATTM con prot. DVA-2013-0015034 del 26.06.2013, il Gestore ha motivato tecnicamente l'adempimento di quanto prescritto dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare nel Decreto AIA (Prot. DVA-DEC-2012-000236), rilasciato dal MATTM in data 21.12.2012 (v. in particolare art. 1, co. 5 dell'AIA e punto 13 del PIC allegato all'AIA).

Inoltre, il Gestore ha rispettato i termini prescritti (6 mesi dalla data di pubblicazione del decreto di AIA). Infatti il Decreto AIA è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale in data 10.01.2013 (serie generale n. 8) e il documento in esame, protocollato dal MATTM in data 07.05.2013, è datato 25.06.2013.

Con la medesima nota Prot. RAGE/AD/597/T del 25.06.2013 il Gestore ha inviato l'attestazione di versamento della tariffa prevista e prescritta dal DM 24 Aprile 2008 (v. in particolare l'art. 2, comma 5), in ottemperanza anche dei disposti di cui al § 8.13 *Quadro riepilogativo delle prescrizioni soggette a tariffa di cui al DM 24 aprile 2008* del PIC allegato all'AIA.



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

La documentazione sopra citata è poi stata ulteriormente integrata con prot. RAGE/AD/919/T del 23.10.2013 e prot. RAGE/AD/956/T del 07.11.2013, acquisiti rispettivamente con prot. n. CIPPC-00-2013-0001958 del 23.10.2013 e con prot. CIPPC-00-2013-0002052 del 07.11.2013. In particolare, la nota prot. RAGE/AD/956/T del 07.11.2013 è stata predisposta dal Gestore in risposta a quanto richiesto nel Verbale della riunione del 28 e 29.10.2013.

Dalla documentazione esaminata risulta che il Gestore intende realizzare un nuovo sistema di sezionamento fluidodinamico del camino quadricanne in modo da:

1. trattare all'impianto SNOX, durante tutto l'anno, ad eccezione dei brevi e sporadici periodi legati all'avviamento delle caldaie e/o ad eventuali blocchi dell'impianto SNOX, la totalità dei fumi di combustione, riferiti alla massima capacità produttiva, provenienti dalle caldaie a pet-coke, olio combustibile e fuel-gas (G100, G200 e G300), ottenendo un sostanziale miglioramento del quadro emissivo,
2. realizzare un sistema autonomo di sbarramento e riscaldamento mediante utilizzo di aria calda, in modo da evitare il preriscaldamento del quadricanne con fumi di processo provenienti dalla combustione del pet-coke e non trattati.

L'intervento descritto sarà realizzato entro 12 mesi dall'approvazione del progetto esecutivo presentato e dall'ottenimento delle necessarie autorizzazioni.

Sono previsti, inoltre, i seguenti ulteriori interventi migliorativi:

- sostituzione dell'attuale scambiatore di calore dello SNOX, di tipo rotante, con uno di tipologia fissa, con conseguente miglioramento dell'efficienza di scambio termico e di abbattimento degli inquinanti – l'intervento sarà realizzato entro 24 mesi dal rilascio del provvedimento di riesame dell'AIA,
- revamping della caldaia G400 – l'intervento sarà realizzato entro 36 mesi dal rilascio del provvedimento di riesame dell'AIA,
- revamping della caldaia G100 – l'intervento sarà realizzato entro 72 mesi dal rilascio del provvedimento di riesame dell'AIA.

Gli interventi ed i relativi assetti impiantistici proposti dal gestore nelle diverse fasi del progetto sono riassunti nella seguente tabella; nella stessa sono anche richiamati gli scenari emissivi associati ad ogni fase, descritti dal Gestore nella nota prot. RAGE/AD/956/T del 07.11.2013, già illustrati nei paragrafi precedenti.



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC**  
**Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela**

**Tabella 10.** Assetti impiantistici proposti dal Gestore nelle diverse fasi del progetto

Scenario A - “Situazione di normale funzionamento” (SNOx attivo)						
Fase	Assetto attuale da 1360 MWt (G100:295 G200:295 G300: 295 G400: 305 G500:170 MWt)	Dal rilascio riesame	dopo 12 mesi dal rilascio riesame	dopo 24 mesi dal rilascio riesame	dopo 36 mesi dal rilascio riesame	dopo 72 mesi dal rilascio riesame
Periodo transitorio		Potenziale marcia delle 5 caldaie G100; G200; G300; G400; G500; per un totale di 1360 MWt  Limiti emissivi da prescrizioni AIA				
Sezionamento fluidodinamico dei fumi			Completamento sezionamento  Assetto: 2 caldaie in marcia tra G100,G200 e G300 petcoke/OC/Gas; tot 590 MWt (G400 ferma; G500 back-up)			
Sostituzione scambiatore di calore impianto SNOX				Completamento sostituzione scambiatore  Assetto: 2 caldaie in marcia tra G100,G200e G300 a petcoke/OC/Gas; tot 590 MWt (G400 ferma; G500 back-up)		
Ammodernamento caldaie multicomcombustibili  1° step – revamping G400 new 2° step – revamping G100 new					Completamento revamping G400  Assetto: 1 caldaia in marcia tra G200e G300 a petcoke/OC/Gas; G400 new da 340 MWt a pet coke/Gas; tot 635 MWt (G100 ferma per revamping; G500 back-up)	
						Completamento revamping G100  Assetto: G100 new e G400 new a petcoke/Gas per un tot di 680 MWt; (G500 back-up)
Scenario B - “Situazione con indisponibilità impianto di abbattimento SNOx” (SNOx fermo per up-set o per interventi di manutenzione programmata).						
		Assetto: G500 in marcia a solo gas combustibile con fumi di combustione convogliati alla canna 4 del camino quadri canne) ed eventuale messa in marcia a carico ridotto di una o due caldaie policombustibili con pet coke a basso tenore di zolfo (BTZ), gas combustibile e fuel oil BTZ, di supporto (gas di combustione inviati alle canne 1 e 2), per un totale di 760 MWt.			Assetto: G500 a gas combustibile ed eventuale marcia di una o due caldaie G100 e G400 new, a carico ridotto con gas e pet-coke.	



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

Considerazioni in merito all'assetto impiantistico e all'applicazione della deroga di cui al punto 3.3 e al 3.4 della parte I dell'Allegato II al D. Lgs. n. 152/06 e s.m.i.

Nel corso dei lavori istruttori sono emerse alcune problematiche che il GI ha voluto sottoporre all'Autorità Competente, chiedendo un apposito riscontro, al fine di poter proseguire le attività.

In primis si è reso necessario richiedere la designazione di un rappresentante della Regione Siciliana valevole per tutte le attività istruttorie relative alla Raffineria di Gela, al fine di garantire la continuità delle stesse attività e di assicurare la rispondenza delle prescrizioni agli strumenti di pianificazione territoriale.

Il GI ha poi sottolineato la necessità di acquisire gli esiti dei sopralluoghi già effettuati da ISPRA.

Inoltre, contestualmente all'analisi tecnica degli interventi e alla valutazione del risultante quadro ambientale, il GI ha ritenuto utile effettuare degli approfondimenti anche in merito all'assetto produttivo attuale e futuro della centrale e all'applicazione della deroga di cui al punto 3.3 e al 3.4 della parte I dell'Allegato II al D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., prevista già nel decreto di AIA DEC-MIN-236 del 21.12.2012, di cui il gestore ha rappresentato di volersi avvalere anche in futuro.

In particolare, in merito ad alcune affermazioni contenute nella documentazione del gestore, il GI ha ritenuto necessario un approfondimento sulla rispondenza delle modalità proposte dal Gestore per la verifica del rispetto delle prescrizioni sulla centrale a quanto disposto dalla normativa vigente e dall'AIA.

Si riassume di seguito lo scambio di comunicazioni tra la Commissione IPPC, l'Autorità Competente, l'Autorità di controllo (ISPRA) e il Gestore, a conclusione del quale la DVA ha invitato la Commissione IPPC a dar corso alle attività istruttorie per la conclusione del procedimento:

- Con nota prot. CIPPC\_00-2013-2221 del 2.12.2013, la Commissione ha trasmesso alla DVA l'allegato E al verbale di riunione del 28 e 29 novembre 2013, in cui il GI ha rappresentato le sopra citate problematiche emerse nel corso dei lavori.
- In merito agli esiti dei sopralluoghi, la DVA, con nota prot. n. DVA-2013-29246 del 13.12.2013, ha trasmesso la nota Ispra prot. n. 050283 del 13.12.2013 contenente gli esiti dell'ispezione condotta presso l'impianto nei giorni 12, 13 e 14 novembre 2013, nonché la nota prot. DVA-2014-962 del 15.01.2014, inviata dalla DVA al Gestore sulla base di quanto proposto da Ispra.
- In merito alla designazione del rappresentante regionale per le attività istruttorie relative alla Raffineria di Gela, la Regione Siciliana, con nota dell'Assessorato Territorio e Ambiente prot. n. 321 del 23.01.2014, ha provveduto a fornire la richiesta designazione.
- Per quanto attiene alle affermazioni del gestore sulla prevista esportazione nella rete nazionale del surplus di energia elettrica anche in caso di applicazione della deroga di cui al paragrafo 3 della Parte I dell'Allegato II del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., la DVA, con nota prot. n. DVA-2013-28725 del 10.12.2013, ha richiesto chiarimenti al Gestore rammentando che l'attuale AIA prevede che il limite relativo al parametro SO<sub>2</sub> è pari a 700 mg/Nm<sup>3</sup> soltanto nel pieno rispetto di tutte le condizioni richiamate al paragrafo 3 della Parte I dell'Allegato II alla Parte Quinta del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., tra cui, come noto, è previsto il requisito dell'autoconsumo, e che in mancanza dei suddetti requisiti si applica il limite per impianti multi combustibili, basato sulla procedura pure illustrata al paragrafo 3 del citato Allegato II, punto 3.2.





## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

- Il Gestore, con nota RAGE/AD/DIGE/1091/T del 19.12.2013 (DVA-2013-29203, del 20.12.2013), ha ribadito di ritenere coerenti con la normativa di riferimento gli assetti emissivi proposti nella documentazione presentata e di ritenere di potersi avvalere della deroga senza alcuna limitazione sulla gestione dell'energia elettrica.
- La DVA, anche alla luce degli esiti dell'ispezione di Ispra, con nota prot. n. DVA-2014-1485 del 22.01.2014, indirizzata al gestore e ad Ispra, pur evidenziando che dal rilascio dell'AIA non è stata accertata nessuna violazione relativamente alla questione in esame, ha rappresentato la necessità di effettuare un'efficace verifica del rispetto delle prescrizioni riguardanti la centrale termoelettrica, con riferimento sia agli assetti di marcia che ai quantitativi di energia elettrica scambiati con la rete elettrica e/o con le società coinsediate.
- Alla luce dei suddetti aggiornamenti, la DVA, con nota prot. DVA-2014-2400 del 30.01.2014, ha invitato la Commissione IPPC a dar corso alle attività istruttorie per la conclusione del procedimento.
- Inoltre, con nota RAGE/AD/DIGE/59/T del 05.02.2014 (DVA-2014-3035 del 06.02.2014 e CIPPC-00-2014-311 del 6/2/2014), il Gestore ha fornito precisazioni circa le modalità di esecuzione degli autocontrolli con le quali intende ottemperare alle prescrizioni sui limiti di emissione della centrale termoelettrica, sia nella fase transitoria sia a completamento del progetto di adeguamento.

A tale riguardo, la DVA, con nota DVA-2014-3729 del 13.02.2014, ha chiesto ad Ispra un avviso tecnico su quanto proposto dal gestore. A riguardo, Ispra, con nota prot. n. 9856 del 5.3.2014 (DVA-2014-6006 del 6.3.2014) ha fornito il proprio avviso tecnico.

- La Conferenza dei Servizi in data 18 giugno 2014, verbale n. prot. n. 19777 del 19/06/2014, ha dato mandato alla Commissione IPPC e ad ISPRA di aggiornare rispettivamente il parere istruttorio conclusivo CIPPC-00-2014-1034 del 30/5/2014 e la proposta di piano di monitoraggio e controllo n. 22738 del 30/5/2014, recependo quanto richiesto dal Gestore con n. RAGE/AD/DIGE/59 del 05/02/2014 (DVA-2014-3035 del 06.02.2014 e CIPPC-00-2014-311 del 6/2/2014)

## 7 PRESCRIZIONI

Considerato che:

- la prescrizione n. 5 del Decreto di AIA prot. n. DVA-DEC-2012-000236 del 21.12.2012 prevede la revisione dei limiti di emissione in sede di riesame;
- nel parere istruttorio prot. CIPPC\_00-2013-001862 dell'8.10.2013, relativo al procedimento di riesame ID 83/551 per gli interventi di sostituzione dei bruciatori degli impianti di raffineria con bruciatori Ultra Low-NOx, è previsto che le conclusioni dello stesso "*verranno tenute in debito conto nella revisione dei limiti che sarà condotta nell'ambito del [...] procedimento di riesame ID 83-578*" (trattamento della totalità dei fumi della CTE);
- nella documentazione presentata dal Gestore nell'ambito del presente procedimento di riesame sono indicati i livelli emissivi raggiungibili nelle diverse fasi con gli interventi proposti, compresi quelli relativi al parametro NOx;



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

il presente capitolo sostituisce interamente i paragrafi del Decreto di AIA prot. n. DVA-DEC-2012-000236 del 21.12.2012: § 8.2.1 *Complesso di raffineria (bolla)* (prescrizioni aventi numerazione da n. 4 a n. 7), § 8.2.3 - *Centrale termoelettrica* (prescrizioni aventi numerazione da n. 9 a n.16) e § 8.2.4 - *Microinquinanti* (prescrizioni aventi numerazione da n. 17 a n.19).

#### 7.1 Valori limite di emissione per la centrale termoelettrica

La centrale termoelettrica è un impianto multicomcombustibile, funzionalmente connesso al ciclo della raffineria, che utilizza residui di distillazione e di conversione della raffinazione del petrolio greggio, da soli o con altri combustibili, ovvero petcoke, olio combustibile e fuel gas.

I limiti prescritti a partire dal termine di 24 mesi dal rilascio del riesame valgono anche per le successive fasi di intervento proposte dal gestore e schematizzate in Tabella 10.

**Scenario A** – “Situazione di normale funzionamento” (SNOx attivo) - cfr. Tabella 10

1. **Scenario A-1** - Caso in cui il Gestore si avvalga della deroga di cui al punto 3.4 della Parte I dell'Allegato II alla Parte V del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., nel pieno rispetto delle condizioni richiamate nel citato allegato (esportazione nulla dell'energia elettrica prodotta). Il gestore è tenuto al rispetto dei seguenti valori limite:

Camino	Portata max Nm <sup>3</sup> /h	Provenienza fumi	Inquinante	Limiti AIA CTE (limite complessivo camino E3 e camino quadricanne E21) (mg/Nm <sup>3</sup> ) – VLE mensili	Limiti prescritti nel presente riesame (mg/Nm <sup>3</sup> ) – VLE mensili rif. O <sub>2</sub> 6%		
					dal rilascio del riesame	a 12 mesi dal riesame	a 24 mesi dal riesame
Camino SNOx E3	1.000.000	Caldaie a pet-coke	NOx	200 <sup>1</sup>	200	140	130
			SO <sub>2</sub>	700 <sup>2</sup>	700	700	700
			Polveri	50 <sup>1</sup>	5	5	5
			CO	250	250	65	65

<sup>1</sup> Valore limite massimo, pari al limite del combustibile determinante di cui alla Parte I dell'Allegato II del D. Lgs. 152/06 e s.m.i. L'AIA prescrive infatti un limite complessivo per i camini della centrale E3 ed E21 in base alla formula di cui al punto 3.2 della parte I dell'Allegato II al D. Lgs. 152/06 e s.m.i. per impianti multi combustibile.

<sup>2</sup> Valore limite complessivo fissato dall'AIA per i camini della centrale E3 ed E21 nel caso in cui il Gestore intenda avvalersi della deroga di cui al punto 3.4 della Parte I dell'Allegato II alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

2. **Scenario A-2** – Assetto con esportazione di tutta l'energia elettrica prodotta. Il gestore è tenuto al rispetto dei seguenti valori limite:

Camino	Portata Nm <sup>3</sup> /h	Provenienza fumi	Inquinante	Limiti AIA CTE (limite complessivo camino E3 e camino quadricanne E21) (mg/Nm <sup>3</sup> ) – VLE mensili	Limiti prescritti nel presente riesame (mg/Nm <sup>3</sup> ) – VLE mensili rif. O <sub>2</sub> 6%		
					Dal rilascio del riesame	a 12 mesi dal riesame	dalla data di cui all'art. 273 del D.Lgs. 152/06 come modificato dall'art. 22 del D.Lg. 46/2014
Camino SNOx E3	1.000.000	Caldaie a pet-coke	NOx	200 <sup>1</sup>	200	140	130
			SO <sub>2</sub>	400 <sup>1</sup>	400	400	200 <sup>2</sup>
			Polveri	50 <sup>1</sup>	5	5	5
			CO	250	250	65	65

<sup>1</sup> Valore limite massimo, pari al limite del combustibile solido riportato nella parte I dell'Allegato II alla parte Quinta del D. Lgs. 152/06 e s.m.i. L'AIA prescrive infatti un limite complessivo per i camini della centrale E3 ed E21 in base alla formula di cui al punto 3.2 della parte I dell'Allegato II alla parte Quinta del D. Lgs. 152/06 e s.m.i per impianti multi combustibile.

<sup>2</sup> Valore limite ai sensi del D.Lgs. 152/06 come modificato dal D.Lg. 46/2014, Allegato II alla parte Quinta, parte II, Sezione 1, lettera A.

#### Conformità ai valori limite prescritti per le emissioni di SO<sub>2</sub> nello Scenario A – "Situazione di normale funzionamento" (SNOx attivo)

In esecuzione del mandato conferito dalla Conferenza dei Servizi del 18/6/2014, è recepito quanto richiesto dalla Società Raffineria di Gela S.p.A. con nota n. RAGE/AD/DIGE/59 del 05/02/2014 (CIPPC-00-2014-311 del 6/2/2014), e, pertanto, la conformità al limite di emissione al camino SNOx E3 è verificata confrontando il valore medio mensile di emissione,  $EMSO_2 \text{ avg } m$ , misurato dallo SME al camino con il valore limite calcolato, secondo la procedura di seguito riportata, sia sulla base dei valori limite,  $LIM1$  e  $LIM2$ , prescritti per l'inquinante SO<sub>2</sub> rispettivamente negli scenari A-1 e A-2, che sulla base della frazione di energia elettrica esportata,  $FRACTexp-ee$ , rispetto alla quantità di energia elettrica prodotta nel mese preso in considerazione:

$$LIMcte-m = [LIM1 * (1 - FRACTexp-ee) + LIM2 * FRACTexp-ee]$$

Dove:

- $LIMcte-m$  è il valore limite medio mensile, in mg/Nm<sup>3</sup>, calcolato in base al bilancio energetico medio mensile;
- $FRACTexp-ee$  è la frazione di energia elettrica esportata calcolata come rapporto tra l'energia elettrica complessivamente esportata nel mese di riferimento e l'energia elettrica complessivamente prodotta dai generatori nello stesso mese di riferimento;
- $LIM1$  è il limite emissivo prescritto, in mg/Nm<sup>3</sup>, in condizione di esportazione nulla di energia elettrica e produzione elettrica completamente destinata ai consumi di Stabilimento (Scenario A-1) = 700 mg/Nm<sup>3</sup>



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

- LIM2** è il limite emissivo prescritto, in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ , in condizione di totale esportazione di energia elettrica (Scenario A-2) =  $400 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  (dal rilascio del riesame) e  $200 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  (dalla data di cui all'art. 273 del D.Lgs. 152/06 come modificato dall'art. 22 del D.Lg. 46/2014)

Conseguentemente, il valore limite di emissione relativo all'inquinante  $\text{SO}_2$  è rispettato se risulta:

$$EMSO_2 \text{ avg } m < LIM_{cte-m}$$

**Scenario B** - "Situazione con indisponibilità impianto di abbattimento  $\text{SNOx}$ " (esportazione nulla dell'energia elettrica prodotta) - cfr. Tabella 10.

3. Il gestore è tenuto al rispetto dei seguenti valori limite per ogni canna

Camino E21 Quadricanne	Provenienza fumi	Portata Nm3/h	Limiti prescritti nel presente riesame (mg/Nm³) – VLE mensili			
			Dal rilascio del riesame		dalla data di cui all'art. 273 del D.Lgs. 152/06 come modificato dall'art. 22 del D.Lg. 46/2014	
Canna 4 (rif. O₂ 3%)	G500 alimentata a fuel gas	150.000	NOx	300	NOx	300
			SO₂	35	SO₂	35
			Polveri	5	Polveri	5
			CO	95	CO	95
Canna 3	Fuori servizio		Fuori servizio			
Canna 1 oppure Canna 2 (rif. O₂ 6%)	una sola caldaia multicombustibile in esercizio (P < 500 MWt) alimentata a fuel gas e pet-coke BTZ	250.000	NOx	300	NOx	200
			SO₂	700	SO₂	700
			Polveri	5	Polveri	5
			CO	95	CO	95

- Il riscaldamento del sistema quadricanne del camino E21 dovrà essere effettuato esclusivamente con il sistema ad aria calda senza l'utilizzo di fumi di processo provenienti dalla combustione del pet-coke non trattati.
- Inizio e fine dei periodi di avviamento e arresto devono essere determinati in base alla apposita procedura operativa del Gestore predisposta nell'ambito del Sistema di Gestione ISO 14001. La suddetta procedura deve essere elaborata ed aggiornata in base alla Decisione di esecuzione della Commissione Europea del 7 maggio 2012 relativa alla *determinazione dei periodi di avvio e di arresto ai fini della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alle emissioni industriali*.

**Scenario C** - "Fuori esercizio per manutenzione di una caldaia tra G100 new e G400 new: messa in marcia dell'altra a pet-coke e messa in marcia della caldaia G500" (esportazione nulla dell'energia elettrica prodotta).

Il gestore è tenuto al rispetto dei seguenti valori limite:



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC**  
**Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela**

Camino	Portata Nm <sup>3</sup> /h	Inquinante	Limiti prescritti nel presente riesame (mg/Nm <sup>3</sup> ) – VLE mensili rif. O <sub>2</sub> 6% per camino E3 e 3% per camino E21
			a 72 mesi dal riesame
Camino SNOx E3 (rif. O <sub>2</sub> 6%)	500.000	NOx	130
		SO <sub>2</sub>	600
		Polveri	5
		CO	65
Canna 4 (rif. O <sub>2</sub> 3%) - G500	150.000	NOx	300
		SO <sub>2</sub>	35
		Polveri	5
		CO	95

**Altre prescrizioni**

Dovranno inoltre essere rispettate le seguenti condizioni:

6. la caldaia G500 dovrà essere utilizzata esclusivamente come caldaia di back-up e non esercita in condizioni di *normale funzionamento*; pertanto essa potrà essere messa in marcia nelle seguenti situazioni, così come illustrate dal Gestore:
  - Scenario B: Situazione di indisponibilità impianto di abbattimento, che prevede la fermata dell'impianto SNOx per manutenzione, il funzionamento di una sola delle due citate caldaie a pet-coke, alimentata a fuel gas e pet-coke BTZ, in aggiunta alla messa in marcia della caldaia G500;
  - Scenario C: messa fuori esercizio di una delle due caldaie a pet-coke *tra G 100 new e G400 new* per manutenzione programmata.

L'esercizio del camino quadricanna E21 è pertanto autorizzato esclusivamente nelle situazioni sopra descritte; non è autorizzato nelle condizioni di normale funzionamento, se non nelle fasi di avviamento delle caldaie a pet-coke.

7. Il camino E3 e le singole canne del camino E21 sono soggetti al monitoraggio in continuo delle emissioni nelle modalità definite nel PMC, nel quale vengono definite le modalità e le frequenze di controllo delle emissioni prodotte anche durante i transitori, nonché la loro durata.
8. In caso di disservizio dell'impianto SNOX, il Gestore dovrà darne immediata comunicazione e giustificazione all'Ente di controllo con le modalità descritte nel PMC, fermo restando il rispetto dei limiti prescritti.
9. Il gestore dovrà garantire la realizzazione degli interventi secondo le tempistiche proposte e riportate nella Tabella 10 del presente parere.
10. Nelle more della realizzazione degli interventi, le caldaie esistenti G400/G500 dovranno essere alimentate esclusivamente a fuel gas.



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

11. Il Gestore dovrà installare, entro 12 mesi dalla data di rilascio del presente provvedimento di riesame, dei misuratori/registratori di portata sulle linee fumi delle singole caldaie verso il camino quadricanne E21, dandone comunicazione all'Ente di controllo.
12. Entro 24 mesi dal rilascio del Decreto di AIA prot. n. DVA-DEC-2012-000236 del 21.12.2012 il Gestore dovrà presentare uno studio di fattibilità tecnica/economica di riconversione- adeguamento tecnologico degli impianti per incrementare l'efficienza di conversione del greggio in energia e il miglioramento della qualità degli effluenti gassosi, considerando anche l'eventuale utilizzo di tecniche di gassificazione dei residui liquidi e solidi provenienti dal processo di raffinazione del grezzo.
13. Per i camini E3 ed E21, in ognuno degli scenari sopra illustrati il gestore dovrà garantire il rispetto dei seguenti limiti di emissione per i microinquinanti:

Tabella 11. Valori limite per i metalli in caso di impiego di olio combustibile o petcoke da soli o con impiego simultaneo di gas di raffineria (tenore O<sub>2</sub> di riferimento: 6%).

Metalli di cui alla sezione 6 alla Parte II dell'Allegato II alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Limiti AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Berillio (Be)	0,05
Cadmio + Mercurio + Tallio (Cd + Hg + Tl)	0,10
Arsenico + Cromo VI + Cobalto + Nichel [frazione respirabile ed insolubile] (As+Cr VI+Co+Ni)	0,50
Selenio + Tellurio + Nichel [sotto forma di polvere] (Se+Te+Ni)	1,00
Antimonio + Cromo III + Manganese + Palladio + Piombo + Platino + Rame + Rodio + Stagno + Vanadio (Sb+CrIII+Mn+Pd+Pb+Pt+Cu+Rh+Sn+V)	5,00

Tabella 12. Valori limite per altri inquinanti in caso di impiego di olio combustibile o petcoke, da soli o con impiego simultaneo di gas di raffineria (tenore O<sub>2</sub> di riferimento: 6%).

Inquinanti organici e inorganici cui alla sezione 7 alla Parte II dell'Allegato II alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Limiti AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Sostanze organiche volatili, espresse come carbonio totale	300
Cloro e suoi composti espressi come acido cloridrico	5
Idrogeno solforato	5
Bromo e suoi composti espressi come acido bromidrico	5
Fluoro e suoi composti espressi come acido fluoridrico	5
Ammoniaca e composti a base di cloro espressi come acido cloridrico	100



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

Tabella 12. Valori limite per microinquinanti organici in caso di impiego di olio combustibile o petcoke, da soli o con impiego simultaneo di gas di raffineria (tenore O<sub>2</sub> di riferimento: 6%).

Inquinanti organici e sostanze di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate di cui alla Parte II dell'Allegato I alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Limiti AIA proposti
Somma PCDD e PCDF (Policlorodibenzodiossine e Policlorodibenzofurani)	0,1[ng TEQ/Nm <sup>3</sup> ]
PCB-dl (Policlorobifenili dioxin-like)	0,1 [ng TEQ/Nm <sup>3</sup> ]
Somma IPA (benzo[a]antracene, dibenz[a,h]antracene, benzo[b]fluorantene, benzo[k]fluorantene, benzo[j]fluorantene, benzo[a]pirene, dibenzo[a,e]pirene, dibenzo[a,h]pirene, dibenzo[a,i]pirene, dibenzo[a,l]pirene, dibenzo(a,h)acridina, dibenzo(a,j)acridina, 5-nitroacenaftene, 2-nitronaftalene, indeno[1,2,3-cd]pirene)	0,01[mg/Nm <sup>3</sup> ]
Somma PCB, PCT, PCN (Policlorobifenili, Policloritrifeni, Policloronafaleni)	0,1[mg/Nm <sup>3</sup> ]

Per le sostanze non riportate valgono i limiti previsti dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

14. Al fine di verificare il rispetto dei limiti delle tabelle di cui sopra il Gestore dovrà monitorare su base almeno semestrale, mediante campionamenti manuali degli effluenti gassosi dei camini, il contenuto dei microinquinanti secondo quanto specificato nel PMC.

I risultati di detto monitoraggio dovranno essere comunicati con la stessa periodicità all'Ente di controllo.

## 7.2 Valori limite per gli impianti di raffineria

I camini le cui emissioni inquinanti in aria sono da intendersi autorizzate e, pertanto, rientranti nel calcolo di bolla sono esclusivamente i seguenti:

- E1 - Topping 1
- E2 - Topping 2
- E4 - FCC
- E5/E6 - Vacuum
- E7 - Coking 1
- E8 - Unifining BTX
- E9 - Plattforming BTX
- E10 - Unifining MF
- E11 - Plattforming MF
- E12 - DF
- E13 - DG
- E14 - Plattfining
- E15 - Alchilazione
- E16 - Claus
- E17/E18 - Texaco A/B



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

E19/E20 – Acido solforico col C6 + cam K1

E22 – Coking 2

E23 – LCN

E3– SNO<sub>x</sub>

E21- Quadricanne

15. I valori limite di bolla per l'intero complesso Raffineria e Centrale sono modificati come riportato nelle tabelle che seguono.

A riguardo si rappresenta che nella documentazione presentata dal Gestore nell'ambito del presente procedimento di riesame sono considerati anche i benefici derivanti dagli interventi relativi agli impianti di raffinazione, diversi da quelli della centrale e oggetto del presente procedimento di riesame. Tra i suddetti interventi rientra anche la sostituzione dei bruciatori degli impianti di raffinazione con bruciatori Ultra Low-NO<sub>x</sub> e la sostituzione del combustibile Fuel Oil (FO) con Fuel gas (FG), interventi descritti nel documento del Gestore prot. n. RAGE/AD/359/T del 23.04.2013, citato anche nelle premesse del presente documento e valutati dalla Commissione Istruttoria nell'ambito dell'apposito procedimento di riesame ID/551, concluso con Parere prot. CIPPC\_00-2013-001862 dell'8.10.2013. Come specificato nello stesso sopracitato Parere, le conclusioni dello stesso "verranno tenute in debito conto nella revisione dei limiti che sarà condotta nell'ambito del [...] procedimento di riesame ID 83-578". La valutazione effettuata nel presente procedimento e la conseguente rimodulazione dei limiti di emissione per l'intera raffineria prende infatti in considerazione anche i benefici ottenuti con i richiamati interventi oggetto del procedimento ID 83/551, per i quali è stato prescritto un termine di realizzazione pari a 12 mesi dal rilascio del medesimo provvedimento di riesame (tempistica allineata con quella del presente procedimento di riesame).

	Inquinante	Limiti AIA mg/Nm <sup>3</sup>	Limiti prescritti nel presente riesame		
			dal rilascio del riesame	a 12 mesi dal riesame	a 24 mesi dal riesame
Limiti in concentrazione (mg/Nm <sup>3</sup> ) – VLE mensili					
Bolla di Raffineria	NOx	250	210	165	155
	SO <sub>2</sub>	800	660	500	450
	Polveri	50 (40 mg/Nm <sup>3</sup> a 36 mesi dall'AIA)	20	15	10
	CO	100	90	75	75
	COV	20	20	20	20
	H2S	3	3	3	3
	NH3 e composti a base cloro	30	30	30	30





**Commissione Istruttoria AIA-IPPC**  
**Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela**

Limiti espressi come flussi di massa annuali (t/a)				
	Inquinante	Limiti AIA	a partire da 12 mesi dal riesame	a partire da 24 mesi dal riesame
Bolla di Raffineria	NOx	2650	1650	1600
	SO <sub>2</sub>	9000	5000	4700
	Polveri	105	70	70
	CO	1000	790	790
	COV	30	30	30
	H <sub>2</sub> S	2	2	2
	NH <sub>3</sub> e composti a base cloro	15	15	15

I suddetti limiti sono stati calcolati su una portata dei fumi pari a 1.455.108 Nm<sup>3</sup>/h di cui 1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h per la CTE e 455.108 Nm<sup>3</sup>/h per i restanti camini della raffineria; nei limiti espressi come flusso di massa annuale, rientrano tutte le emissioni occorse durante il normale funzionamento, gli avviamenti, gli arresti ed i transitori.

16. Per gli altri inquinanti non ricompresi nella bolla, il Gestore è tenuto al rispetto dei seguenti valori limite al singolo camino.

Sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere, di cui alla Parte II, paragrafo 2 dell'Allegato I alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Limiti AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Sostanze appartenenti alla Classe I	0,2
Sostanze appartenenti alla Classe II	1
Sostanze appartenenti alla Classe III	5

Sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di gas o vapore	Limiti AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Cloro + Bromo e suoi composti indicati come acido bromidrico + Fluoro e suoi composti indicati come acido fluoridrico	5

17. Per le sostanze di cui alla parte II, paragrafo 1.1, si applicano i valori limite ivi stabiliti.

In aggiunta, per il parametro IPA, come di seguito espresso, è prescritto il seguente valore limite:



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

Inquinanti organici e sostanze di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate di cui alla Parte II dell'Allegato I alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Limiti AIA proposti
Somma IPA (benzo[a]antracene, dibenz[a,h]antracene, benzo[b]fluorantene, benzo[k]fluorantene, benzo[j]fluorantene, benzo[a]pirene, dibenzo[a,e]pirene, dibenzo[a,h]pirene, dibenzo[a,i]pirene, dibenzo[a,l]pirene, dibenzo(a,h)acridina, dibenzo(a,j)acridina, 5- nitroacenaftene, 2-nitronaftalene, indeno[1,2,3-cd]pirene)	0,01[mg/Nm <sup>3</sup> ]

18. Per le sostanze di cui alla parte II, paragrafo 1.2, si applicano i seguenti valori limite:

Inquinanti organici e sostanze di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate di cui alla Parte II dell'Allegato I alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Limiti AIA proposti
Somma PCDD e PCDF (Policlorodibenzodiossine e Policlorodibenzofurani)	0,1[ng TEQ/Nm <sup>3</sup> ]
PCB-dl (Policlorobifenili dioxin-like)	0,1 [ng TEQ/Nm <sup>3</sup> ]
Somma PCB, PCT, PCN (Policlorobifenili, Policloritriifenili, Policloronaftaleni)	0,1[mg/Nm <sup>3</sup> ]

19. Sono altresì autorizzati i punti di emissione in atmosfera riportati nell'elenco seguente per i quali si applicano i limiti di cui all'allegato I alla parte V del Dlgs. 152/06 e s.m.i.:

- E24 – Imbottigliamento GPL (cab.verniciatura)
- E25 – Imbottigliamento GPL (ingr. Forno essic.)
- E26 – Imbottigliamento GPL (usc. Forno essic.)
- E27 – Candela deposito Interno
- E28 – Emissione impianto TAF (filtri C.A.)
- E29 – Emissioni impianto TAF termo-ossidatore
- E30 – Abbattimento Emissioni imp. TAS
- E31 – Abbattimento Emissioni (Riserva)
- E32 – VRU per abbattimento vapori pontile da punti di accosto di ponente.

20. Il Gestore dovrà trasmettere all'Ente di controllo, in occasione della trasmissione del report annuale, i risultati delle misure delle emissioni dei suddetti camini sulla base delle eventuali prescrizioni derivanti dalle valutazioni della prima caratterizzazione inviata all'autorità competente e attualmente in fase di valutazione.

## 8 BENEFICI AMBIENTALI

Nella tabella riportata al paragrafo 5.1.4 *Impatti sulle matrici ambientali*, il Gestore dichiara gli impatti attesi sulle diverse matrici ambientali a seguito della realizzazione del progetto; gli effetti evidenziati sono positivi per tutte le matrici essendo riportate riduzioni più o meno significative sia



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

in termini di consumi di materie prime (acqua e combustibili) che in termini di emissioni inquinanti e produzione di rifiuti.

In merito alle **emissioni in atmosfera**, il Gestore ha riportato nella citata documentazione le percentuali di riduzione calcolate a partire dai limiti prescritti al rilascio dell'AIA.

Per le **emissioni dall'intera raffineria**, considerando che le tempistiche previste partiranno dal rilascio del presente provvedimento, trascorsi già 12 mesi dal rilascio dell'AIA, al fine di valutare l'effettivo beneficio atteso, si riportano di seguito le percentuali di riduzione delle suddette emissioni rispetto ai limiti prescritti a 12 mesi dal rilascio dell'AIA, ovvero a partire dal 10 gennaio 2014. Le riduzioni sono inoltre suddivise in step, considerando le diverse fasi del progetto.

A riguardo, si osserva che, sulla base di quanto dichiarato dal Gestore, gli interventi riguardanti l'ammodernamento delle caldaie non comportano riduzioni di emissioni ulteriori rispetto a quelli ottenuti con l'intervento di miglioramento dello SNOx, per il quale si prevede una tempistica pari a 24 mesi dal rilascio del riesame per il completamento. Pertanto, gli scenari di seguito prospettati riguardano gli interventi di sezionamento fumi (completamento previsto a 12 mesi dal rilascio del riesame) e di miglioramento SNOx (completamento previsto a 24 mesi dal rilascio del riesame).

Inquinante	u.d.m.	Ante Operam	Post Operam Fase 1 (sezionamento fumi) a partire da 12 mesi dal riesame		Post Operam Fase 2 (miglioramento SNOx) a partire 24 mesi dal riesame		Δ % complessivo
		Emissioni complessive di raffineria MCP	Emissioni complessive di raffineria MCP	Δ %	Emissioni complessive di raffineria MCP	Ulteriore Δ %	
SO <sub>2</sub>	t/a	9000	5000	-44%	4700	-4%	-48%
NOx	t/a	2650	1650	-38%	1600	-2%	-40%
Polveri	t/a	105	70	-33%	70	-	-33%
CO	t/a	1000	790	-21%	790	-	-21%

Inquinante	u.d.m.	Ante Operam	Dal rilascio del riesame		Post Operam Fase 1 (sezionamento fumi) a 12 mesi dal riesame		Post Operam Fase 2 (miglioramento SNOx) a 24 mesi dal riesame		Δ % complessivo
		Emissioni complessiv e di raffineria MCP	Emissioni complessiv e di raffineria MCP	Δ %	Emissioni complessive di raffineria MCP	Ulteriore Δ %	Emissioni complessive di raffineria MCP	Ulteriore Δ %	
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	800	660	-18%	500	-20%	450	-6%	-44%
NOx	mg/Nm <sup>3</sup>	250	210	-16%	165	-18%	155	-4%	-38%
Polveri	mg/Nm <sup>3</sup>	50 (40 mg/Nm <sup>3</sup> a 36 mesi dall'AIA)	20	-60%	15	-10%	10	-10%	-80%
CO	mg/Nm <sup>3</sup>	100	90	-10%	75	-15%	75	-	-25%



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Stabilimento "Raffineria di Gela S.p.A." sito in Gela

In merito agli **scarichi idrici**, il gestore prevede che a completamento del progetto le portate di acqua reflua agli scarichi subiranno delle riduzioni seppur di poco rilievo, come di seguito sintetizzato:

Scarico	Portata alla MCP (m <sup>3</sup> /a)		Variazioni attese	
	Ante operam	Post operam	m <sup>3</sup> /a	Δ%
Scarico "A"	592.121.457	582.121.457	-10.000.000	-1,7%
Impianto biologico industriale	14.172.000	13.672.000	-500.000	-3,5%

Non sono attese variazioni di rilievo nelle caratteristiche degli altri flussi di acque reflue, che sono comunque di entità non rilevante (meteoriche, lavaggi, blow-down, etc.).

L'effetto atteso sulla **produzione di rifiuti**, seppure non significativo, sarà comunque positivo grazie al calo previsto del quantitativo di ceneri di combustione dovuto alla migliore tecnica di combustione e al minor consumo di combustibile. In particolare, a completamento del progetto, la produzione di rifiuti pericolosi subirà una riduzione di 5000 t/a (riduzione percentuale pari allo 0,24%), passando da 2.084.774 a 2.079.774 t/a.

Inoltre, per via della ridotta produzione di vapore (1020 tonn/ora rispetto alle precedenti 1790 tonn/ora) il consumo specifico e complessivo di risorse sarà minore rispetto all'attuale, anche in termini di energia e quindi di **consumo di combustibili**. Questi subiranno le variazioni sintetizzati nella seguente tabella:

Combustibile	Consumo combustibile (t/a)		Variazioni attese	
	Ante operam	Post operam	t/a	Δ%
Pet-coke	551.378	543.578	-7800	-1,4%
Olio combustibile	245.871	50.871	-195.000	-79,3%
Fuel gas	282.362	150.362	-132.000	-46,7%

Anche il **consumo di risorsa idrica** subirà una riduzione grazie alla ridotta produzione di vapore. In virtù della riduzione del carico termico complessivo è attesa una riduzione della portata di acque di mare per il raffreddamento e demineralizzata che passerà da 1.067.876.192 m<sup>3</sup>/a a 1.055.876.192 m<sup>3</sup>/a (riduzione di 12.000.000 m<sup>3</sup>/a pari all'1,1%).

### 8.1 Tariffa Istruttoria

Il Gestore, con nota RAGE/AD/597/T del 25/06/2013, acquisita al prot DVA-2013-15034 del 26/06/2013, ha trasmesso l'attestazione di pagamento della tariffa istruttoria come previsto dal D.M. 24/04/2008, per un importo pari a 20.250 euro.





**ISPRA**

Istituto Superiore per la Protezione  
e la Ricerca Ambientale

028695

10 LUG. 2014



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio  
del Mare – Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E. prot DVA-2014-0023271 del 15/07/2014

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 della domanda di AIA  
presentata da Stabilimento RAFFINERIA DI GELA S.p.A. Sito in Gela (CL) –  
Procedimento di Riesame ID 83/578

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 IPPC *ad interim*  
Dott. Claudio Campobasso

All. c.s.



**ISPRA**

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

---

**Decreto legislativo del 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.  
(come modificato dal D.L. 46/2014)**

**ACCORDO TRA IL MINISTERO DELL'AMBIENTE E  
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE E  
L'ISPRA IN MATERIA DI SUPPORTO ALLA  
COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC**

**PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**

**GESTORE  
LOCALITÀ  
DATA DI EMISSIONE  
NUMERO TOTALE DI PAGINE**

**RAFFINERIA DI GELA S.P.A.  
COMUNE DI GELA  
9/7/2014  
69**



**ISPRA**

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

## **INDICE**

Nota alle modifiche apportate al PMC allegato al Decreto AIA .....	4
PREMESSA.....	5
1 FINALITÀ DEL PIANO .....	6
2 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....	6
SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI.....	8
3 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME.....	8
3.1 Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie .....	8
3.2 Consumo di combustibili.....	12
3.3 Caratteristiche dei combustibili.....	14
3.4 Consumi idrici .....	15
3.5 Consumi energetici .....	16
4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	17
4.1 Emissioni convogliate e relative prescrizioni .....	17
4.1.1 <i>Prescrizioni sui transitori dei gruppi della Centrale termoelettrica</i> .....	23
4.2 Valutazione emissioni fugitive (LDAR) e prescrizioni relative.....	24
4.3 Sistema torcia .....	28
5 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA.....	30
5.1 Scarichi e relative prescrizioni .....	30
6 MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY .....	34
7 MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA.....	34
8 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI .....	34
9 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI .....	34
10 MONITORAGGIO ACQUE DI PERCOLATO.....	34
11 MONITORAGGIO ODORI.....	34
SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI .....	34
12 ATTIVITÀ DI QA/QC .....	34
12.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME).....	34
12.2 Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici34	
13 METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI.....	34
13.1 Combustibili .....	34
13.2 Emissioni in atmosfera .....	34
13.2.1 <i>Procedura per gli autocontrolli sui punti di emissione della CTE</i> .....	34
13.3 Scarichi idrici.....	34
13.4 Livelli sonori.....	34
13.5 Calcolo concentrazione SO2 .....	34
13.6 Determinazione fattore emissione NOx e controllo del CO.....	34
13.7 Determinazione rendimento di desolforazione.....	34
13.8 Efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico...	34





SEZIONE 3 - REPORTING .....	34
14 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	34
14.1 Definizioni .....	34
14.2 Formule di calcolo .....	34
14.3 Validazione dei dati .....	34
14.4 Indisponibilità dei dati di monitoraggio .....	34
14.5 Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali .....	34
14.6 Dichiarazione di conformità all'AIA .....	34
14.7 Obbligo di comunicazione annuale .....	34
14.7.1 Reporting in situazioni di emergenza .....	34
14.7.2 Reporting mensile RAFFINERIA .....	34
14.7.3 Reporting annuale RAFFINERIA .....	34
14.8 Gestione e presentazione dei dati .....	34
14.8.1 Conservazione dei dati provenienti dallo SME .....	34
15 RESPONSABILITÀ NELL'ESECUZIONE DEL PIANO .....	34
15.1 Attività a carico del Gestore .....	34
16 QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO .....	34
16.1 Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione) .....	34
Allegato 1. Protocollo Odore "sniff-testing" .....	34

**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 DVA-DEC-2012-000236 del 21.12.2012 (pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 8 del 10.01.2013).

In particolare, il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti modifiche apportate al PIC allegato al decreto sopra citato:

1. **Adempimento dell'AIA** (v. punto 41 del PIC allegato all'AIA) acquisito al prot. DVA-2013-0007913 del 03.04.2013 (**ID 83/528**). Il Gestore ha presentato un progetto per l'installazione di una nuova unità di recupero vapori (VRU) presso i terminali marittimi della Testata di ponente del Pontile della Raffineria di Gela, per l'adsorbimento su carboni attivi dei vapori di VOC emessi dalle cisterne delle navi durante le fasi di caricamento. La nuova sezione comporterà la realizzazione di un nuovo punto di emissione in atmosfera (E32), che sarà oggetto di controlli periodici.
2. **Riesame dell'AIA** per ottemperanza alla prescrizione 13, di cui all'Art.1 comma 5 del Decreto AIA: *"Progetto esecutivo per il trattamento della totalità dei fumi della CTE, riferita alla capacità produttiva, in coerenza con le B9 e AT"* (**ID 83/578**)
3. **Adempimento dell'AIA** per ottemperanza alla prescrizione 100 b) e c) del PIC allegato all'AIA: *"Studio di fattibilità per l'impermeabilizzazione e copertura delle aree di deposito temporaneo"* (**ID 83/688**)
4. **Adempimento dell'AIA** per ottemperanza alla prescrizione 6 del PIC allegato all'AIA: *"Caratterizzazione dei camini non compresi nella bolla"* (**ID 83/703**)
5. **Adempimento dell'AIA** per ottemperanza alla prescrizione 22 del PIC allegato all'AIA: *"Caratterizzazione delle emissioni da sfiati e ricambi d'aria"* (**ID 83/704**)

N° aggiorna- mento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	115-Raffineria_Gela-pmc7	13.12.2012	Nessuna – PMC allegato all'AIA
1	115-Raffineria_Gela-pmc8	04.11.2012	Inserimento punto di emissione E32 (ID83/528 - prescrizione di cui al punto 41 del PIC allegato all'AIA - progetto per installazione del sistema di recupero vapori ai terminali marittimi)
2	83-Raffineria_Gela-pmc9 post ID 578	30/04/2014	Variazione assetto della CTE (revamping caldaie e variazione di utilizzo di combustibili) Variazione sul monitoraggio per i camini della CTE (E3 e E21-quadricanne) Variazione sul monitoraggio dei camini della Raffineria
3	83-Raffineria_Gela-pmc10 post ID 578	05/05/2014	Procedura per gli autocontrolli sui punti di emissione della CTE (paragrafo 13.2.1)



			<u>ID 83/688:</u> Verifica dello stato di giacenza dei depositi temporanei (capitolo 9) Comunicazioni nel report annuale sui rifiuti (paragrafo 14.7) Eliminazione controlli su deposito preliminare (capitolo 9)
4	83-Raffineria_Gela-pmc11	14/05/2014	<u>ID 83/703:</u> Monitoraggio COV e benzene ai camini E27, E28, E29 (paragrafo 4.1), Monitoraggio polveri e COV ai camini E24, E25, E26 (paragrafo 4.1)  <u>ID 83/704:</u> Monitoraggio dei 59 punti di emissione rappresentati dalle cappe installate presso il laboratorio di analisi (paragrafo 4.1)
5	83-Raffineria di Gela-PMC 12	29/5/2014	Eliminazione procedura per gli autocontrolli sui punti emissione convogliata della CTE Eliminazione controlli sui rifiuti CER 191307* da operazioni di risanamento delle acque di falda
6	83-Raffineria di Gela-PMC 13	19/6/2014	Re-introduzione della procedura per gli autocontrolli sui punti emissione convogliata della CTE

### PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) rappresenta parte essenziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) 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.

Il presente PMC è conforme alle indicazioni della Linea Guida in materia di "Sistemi di Monitoraggio", che costituisce l'Allegato II del Decreto 31 Gennaio 2005 recante "*Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività indicate nell'allegato 1 del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372*" (Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 Giugno 2005).

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'Ente di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti necessari per consentire una



maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

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.

### 1 FINALITÀ DEL PIANO

In attuazione dell'art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006, come modificato dall'art. 7, comma 5, lettera e) del D.L. 46/2014, il presente PMC ha la finalità principale della pianificazione dei controlli e delle verifiche di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

### 2 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"<sup>1</sup> 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'Ente di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I

<sup>1</sup> 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, ha avuto esito positivo.



dati 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.

Qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato ad uno specifico strumento, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'Ente di controllo. La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo "*piping and instrumentation diagram*" (P&ID) con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

### PROCEDURE GESTIONALI E ORGANIZZATIVE

Il Gestore deve dotarsi di un "*Registro degli adempimenti AIA*" nel quale annotare tutte le scadenze previste dall'autorizzazione e gli atti conseguenti adottati, registrando tutti gli elementi informativi che consentano la tracciabilità della corrispondenza e delle attività svolte. Il contenuto di siffatto registro dovrà essere riportato periodicamente a ISPRA, utilizzando il Documento di Aggiornamento Periodico (DAP) predisposto da ISPRA in formato elettronico che dovrà essere compilato e trasmesso sempre in formato elettronico con frequenza quadrimestrale alla scadenza del mese di Febbraio, del mese di Giugno e del mese di Ottobre.

**SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI****3 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME****3.1 Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie**

Deve essere registrato il consumo delle principali materie prime ed ausiliarie utilizzate, come precisato nella seguente Tabella 1.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

**Tabella 1 - Consumi di materie prime, ausiliarie e combustibili**

Tipologia	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
<b>Materie prime Raffineria</b>					
Greggio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Quantità totale consumata	Tonnellate	Alla ricezione	Compilazione file
Fuel Oil ATZ e BTZ, Metano	Contatori su singoli forni di processo			Giornaliera	
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas			Giornaliera	
Pet - Coke	Pesatura e calcolo della massa			Alla ricezione	
Prodotti finiti o Semilavorati	Pesatura all'ingresso o volume dei serbatoi e calcolo della massa			Alla ricezione	
Idrogeno	Bolla di consegna a magazzino			Alla ricezione	
Olio Lubrificante, Additivi blending	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino			Alla ricezione	
Chemicals impianti	Bolla di consegna al magazzino			Alla ricezione	

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

Tipologia	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Impianto Topping 1 e 2					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	
Fuel Oil	Misurazione livello serbatoio / Misuratore portata in linea		Tonnellate		
Impianto Vacuum					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	
Fuel Oil	Misurazione livello serbatoio / Misuratore portata in linea		Tonnellate		
Impianto Coking 1 e 2					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	
Impianto FCC - CO Boiler					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>



Tipologia	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Coke da rigenerazione	Algoritmo derivato da bilancio di materia su impianto	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
Impianto LCN					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	
Impianto Desolforazione Gasoli					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	
Impianto Desolforazione Flussanti					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	
Impianto Platfining					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	
Impianto Unifining MF					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>





Tipologia	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
Impianto Platforming MF					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	
Impianto Unifining BTX					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	
Impianto Platforming BTX					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	
Impianto Alchilazione					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	
Impianto Claus					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Misuratori di portata in linea Rete Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	



Tipologia	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
<b>CTE 1, 2, 3, 4, 5</b>					
Materie prime ausiliarie suddivise per tipologia	Bolla di consegna al magazzino	Quantità totale consumata	Tonnellate	Mensile	Compilazione <i>file</i>
Olio Lubrificante	Contatori su singole CTE	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
Fuel Gas	Contatori su singole CTE				
Oil Gas	Contatori su singole CTE				
Pet - Coke	Pesata				

### 3.2 *Consumo di combustibili*

Deve essere registrato il consumo delle principali materie prime e ausiliarie utilizzate, come precisato nella seguente Tabella 2.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

**Tabella 2 – Consumo di combustibili**

Tipologia	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
<b>Raffineria</b>				
Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
Fuel Oil	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>



Tipologia	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
CTE – Caldaia G100				
Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
Fuel Oil <sup>2</sup>		Tonnellate		
Pet -Coke				
CTE – Caldaia G200 <sup>3</sup>				
Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
Fuel Oil		Tonnellate		
Pet - Coke				
CTE – Caldaia G300 <sup>4</sup>				
Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
Fuel Oil		Tonnellate		
Pet - Coke				
CTE – Caldaia G400				
Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
Fuel Oil		Tonnellate		
Pet - Coke				
CTE – Caldaia G500				
Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
Pet – Coke <sup>5</sup>		Tonnellate		
CTE – Caldaia G500				
Fuel Gas	Quantità totale consumata	Tonnellate	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
SNOX - Bruciatore				
Metano	Quantità totale consumata	Nm <sup>3</sup>	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>

<sup>2</sup> Al termine delle operazioni di revamping della Caldaia G100 previste nel Riesame dell'AIA di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al Verbale del Gruppo Istruttore prot. CIPPC-00-2014-0000762 del 09/04/2014, il Gestore non sarà più tenuto al monitoraggio del Fuel oil in quanto non più utilizzato.

<sup>3</sup> Al termine delle operazioni di dismissione della Caldaia G300 previste nel Riesame dell'AIA di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al Verbale del Gruppo Istruttore prot. CIPPC-00-2014-0000762 del 09/04/2014, il Gestore non sarà più tenuto al monitoraggio dei combustibili alimentati alla caldaia G300.

<sup>4</sup> Al termine delle operazioni di dismissione della Caldaia G200 previste nel Riesame dell'AIA di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al Verbale del Gruppo Istruttore prot. CIPPC-00-2014-0000762 del 09/04/2014, il Gestore non sarà più tenuto al monitoraggio dei combustibili alimentati alla caldaia G200.

<sup>5</sup> Al termine delle operazioni di revamping della Caldaia G400 previste nel Riesame dell'AIA di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al Verbale del Gruppo Istruttore prot. CIPPC-00-2014-0000762 del 09/04/2014, il Gestore dovrà attuare anche il monitoraggio del Pet-coke in aggiunta al Fuel gas.



### 3.3 Caratteristiche dei combustibili

Il Gestore deve utilizzare combustibili di caratteristiche qualitative conformi a quanto riportato nel D.Lgs 152/06 e s.m.i. e pertanto deve produrre documentazione sulle analisi delle caratteristiche dei combustibili per ciascun lotto venduto sul territorio nazionale, come specificato nel seguito, con campionamenti significativi dei combustibili bruciati in caso di miscele di diverse tipologie.

#### Metano

Per il Metano deve essere prodotta mensilmente una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura	Modalità di registrazione dei controlli
Potere calorifico inf.	kcal/Nm <sup>3</sup>	rapporto di analisi
Densità a 15°C	kg/Nm <sup>3</sup>	rapporto di analisi
Zolfo	%v	rapporto di analisi
Altri inquinanti	%v	rapporto di analisi

#### Fuel Gas

Per il Fuel Gas deve essere prodotta mensilmente una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura	Modalità di registrazione dei controlli
Zolfo	%p	rapporto di analisi
Potere calorifico inf.	kcal/Nm <sup>3</sup>	rapporto di analisi
Densità a 15°C	kg/Nm <sup>3</sup>	rapporto di analisi
Rapporto C/H	-	rapporto di analisi

#### Oli Combustibili

Per l'olio combustibile ATZ, BTZ e per il Fuel Oil Cracking (FOK, classificato come olio pesante a basso tenore di zolfo) deve essere prodotta mensilmente una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura	Modalità di registrazione dei controlli
-----------	-----------------	---



Parametro	Unità di misura	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua e sedimenti	%v	rapporto di analisi
Viscosità a 50°C	°E	rapporto di analisi
Potere calorifico inf.	kcal/kg	rapporto di analisi
Densità a 15°C	kg/m <sup>3</sup>	rapporto di analisi
Punto di scorr. sup.	°C	rapporto di analisi
Asfalteni	%p	rapporto di analisi
Ceneri	%p	rapporto di analisi
HFT	%	rapporto di analisi
PCB/PCT	mg/kg	rapporto di analisi
Residuo Carbonioso	%p	rapporto di analisi
Nickel + Vanadio	mg/kg	rapporto di analisi
Sodio	mg/kg	rapporto di analisi
Zolfo	%p	rapporto di analisi

**Pet - Coke**

Per il Pet - Coke deve essere prodotta mensilmente una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura	Modalità di registrazione dei controlli
Zolfo	%p	rapporto di analisi
Umidità	%v	rapporto di analisi
Potere calorifico inf.	MJ/kg	rapporto di analisi
Composti volatili	%p	rapporto di analisi
Ceneri	%	rapporto di analisi
Mercurio	mg/kg	rapporto di analisi
Cloro	mg/kg	rapporto di analisi
Fluoro	mg/kg	rapporto di analisi
Nichel	mg/kg	rapporto di analisi
Vanadio	mg/kg	rapporto di analisi

**3.4 Consumi idrici**

In relazione al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendolo nelle diverse tipologie (acqua mare per raffreddamento; acqua dolce per uso igienico-sanitario, demi, raffreddamento, processo industriale; reintegro antincendio).



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 3.

**Tabella 3 - Consumi idrici**

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Diga Dirillo	Contatore	Acqua Demi e Acqua Grezza, previo TAC	m <sup>3</sup> /mese	Mensile	Database in formato elettronico e registro d'impianto
Dissalatore a Acqua mare		Acqua Demi e Acqua Grezza e vendita all'esterno, previo TAC			
EAS – Ente Acquedotti Siciliani		Usi civili			
Da Biologico Urbano		Recupero parziale previo trattamento TAC			
Testata Pontile	Stima in funzione delle caratteristica delle pompe di sollevamento	Acqua di Raffreddamento e alimentazione moduli di dissalazione	m <sup>3</sup> /mese	Mensile	Database in formato elettronico e registro d'impianto

### 3.5 Consumi energetici

Devono essere registrati, 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 4.

**Tabella 4 - Consumi di energia elettrica e termica**

Descrizione	Metodo misura	Quantità	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
-------------	---------------	----------	-------------------------	---



Descrizione	Metodo misura	Quantità	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia importata	Contatore	MWh/mese	Giornaliera	Database in formato elettronico e registro d'impianto
Energia autoprodotta	Contatore	MWh/mese	Giornaliera	
Energia ceduta a Terzi	Contatore	MWh/mese	Giornaliera	
Vapore impianti	Contatore	t/mese	Giornaliera	
Vapore CTE	Contatore	t/mese	Giornaliera	

## 4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

### 4.1 Emissioni convogliate e relative prescrizioni

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenza stabilita nella successiva Tabella 5.

Punti di emissione da considerare ai fini del calcolo della Bolla di Raffineria (23 camini):

E1 (F300-F1)	Forno Topping 1
E2 (F301-F1)	Forno Topping 2
E3	Camino SNOx
E4 (FCC)	CO Boiler
E5/E6 (F330-F1)	Forno Vacuum
E7 (F303 F1/F2/F3)	Forno Coking 1
E8 (F306-F1)	Forno Unifining BTX
E9 (F306-F2)	Forno Platforming BTX
E10 (F305)	Forno Unifining MF
E11 (F305-F102)	Forno Platforming MF
E12 (F308-F1)	Forno Desolforazione Flussanti
E13 (F307-F1)	Forno Desolforazione Gasoli
E14 (F2/F1)	Forno Platfining
E15 (F317-F1)	Forno Alchilazione
E16 (B2)	Termocombustore Claus
E17 (303A)	Colonna V Texaco
E18 (303B)	Colonna V Texaco
E19	Colonna C6 Acido solforico
E20 (K1)	Camino Acido Solforico
E21	Camini CTE 1, 2, 3, 4, 5 (quadricanne)
E22 (F301)	Forno Coking 2
E23 (F201)	Forno LCN



Ulteriori punti di emissione derivanti da sfiati all'atmosfera (9 camini), non considerati ai fini del calcolo della Bolla di Raffineria:

- E24 Cabina verniciatura Imbottigliamento GPL
- E25 Ingresso Forno essiccamento Imbottigliamento GPL
- E26 Uscita Forno essiccamento Imbottigliamento GPL
- E27 Candela Deposito Interno Carburanti
- E28 TAF Camino espulsione aria de odorizzata su filtri a carboni attivi
- E29 TAF Camino espulsione termossidatore serbatoi di accumulo ed omogeneizzazione iniziale
- E30 TAS Sistema espulsione azoto de odorizzato su filtri a carbone attivo da coperture flottatori
- E31 TAS Sistema espulsione azoto de odorizzato su filtri a carbone attivo da coperture flottatori
- E32 VRU per abbattimento vapori pontile da punti di accosto di ponente

Emissioni derivanti dalle Torce di Raffineria convogliate sui 4 camini:

- T1 Torcia di sicurezza 'B'
- T2 Torcia di sicurezza 'C'
- T3 Torcia di sicurezza 'D'
- T4 Torcia di sicurezza 'D1'
- T5 Torcia di sicurezza 'TK-101' Impianto TAS

Le coordinate UTM dei punti di emissione convogliata sono indicati a cura del Gestore.

Per i punti di emissione relativi alle 59 cappe di laboratorio dovranno essere rispettati i limiti generali indicati nel D.Lgs. 152/06 e s.m.i., in caso di superamento delle soglie di rilevanza.

A tal fine, come prescritto nel PIC allegato al Verbale trasmesso con nota prot. CIPPC-00-2014-0000904 del 12/05/2014, il Gestore dovrà effettuare il monitoraggio con frequenza semestrale, almeno per 12 mesi dalla notifica del suddetto PIC.

Ad esito della predetta fase di monitoraggio, il Gestore potrà proporre all'Ente di Controllo una modifica della suddetta frequenza.

Il Gestore dovrà riportare i risultati del monitoraggio nel report annuale.



**Tabella 5 - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai punti di emissione di Raffineria**

Punto di emissione	Inquinante/ Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E1, E2, E3, E4, E5/E6, E7, E8, E9, E10, E11, E12, E13, E14, E15, E16, E17/E18, E19/E20, E21, E22, E23	Temperatura, Portata, Pressione, Ossigeno	Controllo	In continuo <sup>(1)</sup>	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ), CO, polveri	Concentrazione limite di bolla come da autorizzazione	In continuo <sup>(1)</sup>	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ), CO, polveri, COV, H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> e composti a base di cloro (come HCl)	Concentrazione limite di bolla come da autorizzazione	Mensile <sup>(2)</sup>	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Rapporti di prova Registrazione su file dei risultati
E1, E2, E4, E5/E6, E7, E8, E9, E10, E11, E12, E13, E14, E15, E16, E17/E18, E19/E20, E22, E23	Sostanze di cui alla parte II paragrafo 2 dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. – Classe I	Concentrazione limite come da autorizzazione per singolo camino	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Rapporti di prova Registrazione su file dei risultati
	Sostanze di cui al paragrafo 2 alla parte II dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. – Classe II				
	Sostanze di cui al paragrafo 2 alla parte II dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. – Classe III				
	Cloro+Bromo e suoi composti indicati come HBr + Fluoro e suoi composti indicati come HF				
	Sostanze di cui alla parte II, paragrafo 1.1 alla parte II dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.				
	Somma IPA				



Punto di emissione	Inquinante/ Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
	Somma PCDD e PCDF				
	PCB dioxin like				
	Somma IPA				
	Somma PCB, PCT e PCN				
E24, E25, E26	COV <sup>6</sup>	Concentrazione limite come da autorizzazione	Quadrimestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Rapporti di prova Registrazione su file dei risultati
	Benzene				
E27, E28, E29	COV <sup>7</sup>	Concentrazione limite come da autorizzazione	Annuale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Rapporti di prova Registrazione su file dei risultati
	Polveri				
E16, E20	H <sub>2</sub> S Resa di conversione Impianto zolfo	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Rapporti di prova Registrazione su file dei risultati
E32	COV <sup>8</sup>	Concentrazione limite come da autorizzazione	Quadrimestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Rapporti di prova Registrazione su file dei risultati
	Parametri rappresentativi, risultati dalla caratterizzazione dell'emissione <sup>(3)</sup>	Concentrazione limite come da autorizzazione	Quadrimestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Rapporti di prova Registrazione su file dei risultati

- (1) Entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente un piano di implementazione del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni; almeno il 98% delle emissioni che rientrano nel calcolo di bolla della Raffineria dovranno essere oggetto di monitoraggio in continuo entro 24 mesi dal rilascio dell'AIA.
- (2) Una volta installato il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni, i parametri misurati in continuo non dovranno più essere campionati manualmente.
- (3) Entro 6 mesi dal rilascio del provvedimento il Gestore deve trasmettere all'Autorità Competente una relazione tecnica contenente i risultati della caratterizzazione dell'emissione, effettuata sulla base di almeno 6 misure in condizione di normale esercizio.

<sup>6</sup> In sede di attuazione del PMC, per i primi 3 mesi, dovrà operarsi un'indagine di campionamento e caratterizzazione per individuare i singoli composti COV secondo i metodi di riferimento UNI EN 13649 e UNI EN 12619.

<sup>7</sup> In sede di attuazione del PMC, per i primi 3 mesi, dovrà operarsi un'indagine di campionamento e caratterizzazione per individuare i singoli composti COV secondo i metodi di riferimento UNI EN 13649 e UNI EN 12619.

<sup>8</sup> In sede di attuazione del PMC, per i primi 3 mesi, dovrà operarsi un'indagine di campionamento e caratterizzazione per individuare i singoli composti COV secondo i metodi di riferimento UNI EN 13649 e UNI EN 12619.



Entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA, il Gestore dovrà integrare l'esistente Sistema di Gestione Ambientale con una Procedura Operativa che stabilisca, sulla base dei valori a terra rilevati dalle stazioni di monitoraggio per il parametro SO<sub>2</sub>, le attività necessaria per la riduzione delle emissioni responsabili del superamento del livello di attenzione. Tale procedura dovrà essere concordata con l'Ente di controllo.

Per i 2 punti di emissione relativi alla Centrale Termoelettrica il Gestore è tenuto al monitoraggio dei parametri inquinanti, come indicato nelle successive tabelle, nelle condizioni autorizzate dal Riesame dell'AIA (Scenari A1, A2, B, C) di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al Verbale del Gruppo Istruttore prot. CIPPC-00-2014-0000762 del 09/04/2014.

**Tabella 5bis - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dal camino E3 della CTE**

Punto di emissione	Inquinante/ Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E3 (Scenari A1, A2 e C)	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , polveri, CO	Concentrazione limite come da autorizzazione (O <sub>2</sub> rif 6%)	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	Berillio	Concentrazione limite come da autorizzazione (O <sub>2</sub> rif 6%)	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Rapporti di prova Registrazione su file dei risultati
	Cadmio, Mercurio, Tallio				
	Arsenico, Cromo VI, Cobalto, Nichel (frazione respirabile ed insolubile)				
	Selenio, Tellurio, Nichel (frazione sotto forma di polvere)				
	Antimonio, Cromo III, Manganese, Palladio, Piombo, Platino, Rame, Rodio, Stagno, Vanadio				
	Sostanze organiche volatili espresse come carbonio totale				
	Cloro e i suoi composti espressi come HCl				
	idrogeno solforato				
	Bromo e i suoi composti espressi come HBr				
	Fluoro e i suoi composti espressi come HF				
	Ammoniaca e composti a base di cloro espressi come HCl				
	Somma PCDD e PCDF				



	PCB dioxin like				
	Somma IPA				
	Somma PCB, PCT e PCN				

**Tabella 5ter - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dal camino E21-quadricanne della CTE**

Punto di emissione	Inquinante/Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E21					
E21 Canna1 (Scenario B)	Portata	Controllo	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , polveri, CO	Concentrazione limite come da autorizzazione (O <sub>2</sub> rif 6%)	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
E21 Canna2 (Scenario B)	Portata	Controllo	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , polveri, CO	Concentrazione limite come da autorizzazione (O <sub>2</sub> rif 6%)	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
E21 Canna3	Fuori servizio				
E21 Canna4 (Scenari B e C)	Portata	Controllo	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , polveri, CO	Concentrazione limite come da autorizzazione (O <sub>2</sub> rif 3%)	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
E21 (Scenari B e C)	Berillio	Concentrazione limite come da autorizzazione (O <sub>2</sub> rif 6%)	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Rapporti di prova Registrazione su file dei risultati
	Cadmio, Mercurio, Tallio				
	Arsenico, Cromo VI, Cobalto, Nichel (frazione respirabile ed insolubile)				
	Selenio, Tellurio, Nichel (frazione sotto forma di polvere)				
	Antimonio, Cromo III, Manganese, Palladio, Piombo, Platino, Rame, Rodio, Stagno, Vanadio				
	Sostanze organiche volatili espresse come				



	carbonio totale				
	Cloro e i suoi composti espressi come HCl				
	idrogeno solforato				
	Bromo e i suoi composti espressi come HBr				
	Fluoro e i suoi composti espressi come HF				
	Ammoniaca e composti a base di cloro espressi come HCl				
	Somma PCDD e PCDF				
	PCB dioxin like				
	Somma IPA				
	Somma PCB, PCT e PCN				

In caso di disservizio dell'impianto SNOX (Scenario B), il Gestore dovrà darne immediata comunicazione e giustificazione agli Enti di Controllo come dettagliato nel paragrafo 14.5 "Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali" del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

#### 4.1.1 Prescrizioni sui transitori dei gruppi della Centrale termoelettrica

Oltre a quanto già espressamente indicato nella tabella relativa alle emissioni dai camini della centrale termoelettrica, Il Gestore dovrà predisporre un piano di monitoraggio delle emissioni durante i transitori (avviamento, arresto, guasti) nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti emessi, i volumi dei fumi, i rispettivi flussi di massa, il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati. Tale piano dovrà essere trasmesso all'Ente di controllo entro 6 mesi dalla data di rilascio dell'AIA.

Tali informazioni dovranno essere inserite nel rapporto annuale.

Per quanto sopra nel dettaglio, il Gestore deve compilare la tabella seguente.



<b>Parametro</b>	<b>Limite / Prescrizione</b>	<b>Tipo di verifica</b>	<b>Monitoraggio/ registrazione dati</b>
Numero e tempo di avviamento a freddo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a freddo	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
Numero e tempo di avviamento a tiepido	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a tiepido	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
Numero e tempo di avviamento a caldo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a caldo	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati

La stima delle emissioni per ogni unità produttiva deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME o da una misura mensile discontinua nelle singole condizioni di avviamento; tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati.

Nel caso di misura discontinua mensile i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.

Il Gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione di avviamento, dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

#### **4.2 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 Leak Detection and Repair (LDAR) secondo i protocolli EPA 453/95 e riconosciuto dall'Ente di controllo, con indicazione delle sequenze di censimento dei componenti di tutti gli impianti della Raffineria (valvole e flange di processo, stoccaggi, trattamenti acque, fogne, raffreddamento, torce, forni e CTE, caricamento), delle tempistiche stimate per il completamento della prima fase di monitoraggio estensivo (calendario) e delle metodologie da



adottare con completamento del censimento delle sorgenti di emissioni fugitive ed avvio entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA delle attività di monitoraggio, ispezione ed intervento, mediante una Banca Dati che contenga:

- a) identificazione di tutti i componenti (valvole, connettori terminali di tubazioni, flange, compressori, pompe, ecc.) 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); i componenti devono essere registrati ed univocamente identificati sia in impianto che su P&ID;
- b) procedure per l'individuazione delle perdite dai componenti inclusi nel programma;
- c) procedure per la quantificazione, tramite stima, dei VOC totali emessi;
- d) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
- e) standard costruttivi per nuovi componenti da installare in sostituzione degli elementi riconosciuti come "emettitori cronici";
- f) identificazione dei responsabili dell'applicazione del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
- g) procedure che, in caso di lavori di sostituzione/manutenzione di impianti, integrino nel programma i nuovi componenti installati;
- h) descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
- i) impegno ad eseguire un corso di formazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
- j) procedure di QA/QC;
- k) costruzione di una Banca dati elettronica (il *software* utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office – MS Access" e predisposta per essere interpellabile almeno con i seguenti criteri di filtro:

### Dati per singolo componente

- data di inserimento del componente nel programma LDAR,
- identificazione della campagna di monitoraggio,
- nome dell'impianto o sezione dell'impianto,
- numero linea,
- fluido convogliato,
- tipo di componente,
- riferimento in accordo al P&ID,
- quantificazione della perdita espressa in ppm<sub>volume</sub> rilevata,
- data di inizio e fine della riparazione o data di "slittamento" di x giorni e motivo;

### Dati complessivi di applicazione del programma

- numero di monitoraggi realizzati nel periodo di riferimento (trimestre, bimestre o altro),
- numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,





- calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente (intervallo di monitoraggio),
  - numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti;
- Qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma.

### Definizione di perdita con applicazione del Metodo 21

Una perdita è definita, ai fini del presente programma, come l'individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in  $\text{ppm}_{\text{volume}}$  di  $\text{CH}_4$ ) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il Metodo 21:

**Definizione di perdita**

Componenti	Prima AIA	Rinnovi successivi
Pompe	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

A completamento della definizione, è considerata perdita qualunque emissione che all'ispezione risulta 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.

### Definizione di emettitore cronico

Si definisce "emettitore cronico" un componente – elemento del programma LDAR – in cui si è rilevata una perdita pari o superiore a  $10.000 \text{ ppm}_{\text{volume}}$  come metano, per 2 volte su 4 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.

### Monitoraggio e tempi di intervento

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella seguente tabella, recante indicazione anche dei tempi di intervento e delle modalità di registrazione dei risultati, sia del monitoraggio che dei tempi di riparazione.

**Tabella 6 - 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	<u>Trimestrale</u> (semestrale dopo due periodi consecutivi con numero di componenti in perdita	La riparazione dovrà iniziare nei cinque giorni lavorativi successivi all'individuazione della	Annotazione della data, del codice identificativo del componente e delle concentrazioni rilevate;





Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su registri
	inferiori al 2% del totale e annuale dopo cinque periodi con numero di componenti in perdita inferiori al 2% del totale valutato) se si intercettano <i>stream</i> di sostanze cancerogene. <u>Annuale</u> se si intercettano <i>stram</i> di sostanze non cancerogene.	perdita e concludersi in quindici giorni lavorativi dall’inizio della riparazione.  Nel caso di unità con fluidi cancerogeni l’intervento deve iniziare immediatamente dopo l’individuazione della perdita.	annotazione delle date di inizio e fine dell’intervento.
Tenute delle pompe	Trimestrale se intercettano <i>stream</i> di sostanze cancerogene. <u>Annuale</u> se intercettano <i>stram</i> di sostanze non cancerogene.		
Tenute dei compressori			
Valvole di sicurezza			
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente dopo il ripristino della funzionalità della valvola.		
Componenti difficili da raggiungere <sup>(*)</sup>	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a manutenzione / riparazione	Nei successivi cinque giorni lavorativi dalla data di fine lavoro	-	Annotazione della data e dell’apparecchiatura sottoposta a riparazione / manutenzione

(\*) Con i sistemi di rilevamento delle perdite di tipo ottico non esistono, normalmente, componenti difficili da raggiungere.

La sostituzione dei componenti fuori soglia deve essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance e nella scelta dei componenti da installare il Gestore valuta la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari e alle Linee guida nazionali riportandone i risultati del confronto nel report periodico all'Autorità competente e all'Ente di controllo.

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo un programma e delle procedure equivalenti purché di pari efficacia, ed in ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte.

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 ed 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;
- il rumore di fondo riscontrato;
- la percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato considerando i tre range di rispetto: >10.000 ppmv, 10.000-1.001 ppmv e 1.000-0 ppmv;
- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione.

### 4.3 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. Il sistema *Blow-Down* è dotato delle 4 torce B, C, D e D1 e da una ulteriore torcia TK-101<sup>9</sup>, a servizio del sistema di copertura delle vasche associate all'impianto di trattamento acque di scarico (TAS).

Il Gestore deve essere in grado di monitorare quantità e qualità del gas inviato in torcia in qualsiasi condizione operativa dell'impianto. Per applicare questo criterio di monitoraggio valgono le seguenti prescrizioni specifiche.

#### Metodi

È necessario, anche per motivi di sicurezza, eseguire il campionamento dei gas inviati in torcia esclusivamente con procedura strumentale automatica. La successiva analisi dei gas inviati in torcia dovrà essere effettuata con procedura strumentale automatica connessa ai campionatori.

I metodi di riferimento applicabili sono stabiliti dall'Ente di controllo una volta acquisita dal Gestore la composizione chimica tipica dei gas inviati in torcia.

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza e i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. La proposta del Gestore è soggetta ad approvazione.

La misurazione di portata deve sempre essere effettuata con procedura strumentale automatica e continua, secondo le prescrizioni di seguito riportate.

#### Misura di portata

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

<sup>9</sup> La torcia TK101 è specifica di una sezione dell'impianto di trattamento acque di scarico e non fa parte del sistema torce di Blow-down (B, C, D e D1).



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  $\pm 20\%$ .

### Soglia di portata

Al fine di eliminare eventi spuri, la "soglia" di portata al di sopra della quale il sistema di campionamento dei gas deve essere automaticamente attivato, in corrispondenza della tubazione di adduzione, è fissato a 150 t/giorno, sulla base dei dati storici forniti dal Gestore. Oltre tale valore di soglia, o per sfiaccolamenti di durata superiore ai 5 minuti, devono essere attivate le seguenti misure: ricerca delle cause, attuazione di misure per evitare il ripetersi dell'evento, comunicazione dell'evento sul report all'Ente di Controllo. Il campionamento dei gas inviati in torcia, per portate superiori alla "soglia" sopra definita, deve essere attivato in modalità automatica, come già sopra precisato.

### Campionamento e analisi del gas

Il sistema di campionamento dei gas inviati alla torcia dovrà rispettare i seguenti requisiti minimi:

- il punto di campionamento del gas deve essere rappresentativo della reale composizione del gas;
- se il flusso di massa è superiore alla "soglia", un campione deve essere completamente acquisito entro 15 minuti, e successivamente ad intervalli di 1 ora, fino a quando il flusso di massa sia inferiore alla "soglia"; la durata di ciascun campionamento deve essere sufficiente all'acquisizione di un campione rappresentativo, sulla base della misura da effettuare;
- i campioni acquisiti devono essere analizzati in accordo ai metodi di riferimento specificati.

Con riferimento al sistema di campionamento e analisi in linea continuo, il Gestore potrà adottare le frequenze che ritiene preferibili sia per il campionamento che per le analisi, nel rispetto dei requisiti minimi sopra indicati, ovvero potendo in ogni caso disporre quanto meno di una misura entro 15 minuti dall'attivazione del campionamento e di una misura ogni ora, sino al termine dell'evento, al fine dell'effettuazione delle verifiche di seguito precisate.

### Determinazione dell'efficacia di distruzione in torcia

Con le misure effettuate in conformità a quanto sopra riportato, è possibile stabilire le condizioni operative di funzionamento della torcia (potere calorifico inferiore del gas e velocità massima, ovvero portata massima di adduzione). Le condizioni operative rilevate strumentalmente devono essere confrontate con le condizioni di progetto della torcia, per dimostrare l'efficacia di distruzione dei gas.

In caso di attivazione delle torce, il Gestore dovrà:

- ricercare la causa ed i fattori che hanno contribuito a tale evento;



- adottare le necessarie misure per evitare il ripetersi dell'evento;
- riportare all'Autorità competente, all'Ente di controllo, al Comune, alla Provincia, all'ARPA e alla USL, entro 24 ore dall'evento, la torcia attivata (B, C, D o D1) la quantità di gas inviata in torcia in condizioni di emergenza, la sua composizione, la durata e le cause dell'evento, le misure adottate per evitare il ripetersi dello stesso, l'impianto o gli impianti della raffineria ai quali lo scarico è riconducibile.

Nel rapporto annuale per le torce sopra indicate dovranno essere riportati:

- numero e tipo di funzionamenti (es. situazioni di emergenza, avvio e arresto di impianti, etc.);
- durata (ore di esercizio per ciascun evento di accensione);
- quantità trimestrale di gas utilizzato per le fiamme pilota;
- quantità trimestrale di gas inviata ad ogni singola torcia in situazioni di emergenza e sicurezza (anomalie e guasti);
- quantità trimestrale di gas inviata ad ogni singola torcia in situazioni diverse da quelle di cui ai punti precedenti, ovvero stream non riconducibili ad anomalie e guasti (stream pre-emergenza e sicurezza, transitori, avviamenti e fermate);
- composizione dei gas inviati in torcia;
- volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, allegando il relativo algoritmo e le rispettive emissioni massiche.

## 5 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

### 5.1 Scarichi e relative prescrizioni

Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni riportate nel PIC, relative ai limiti agli scarichi, devono essere effettuati i controlli previsti nella seguente Tabella 7.

Le determinazioni analitiche sono riferite, per gli scarichi continui, ad un campione medio prelevato nell'arco di tre ore e, per gli scarichi discontinui, ad un campione istantaneo. Campionamenti ed analisi devono essere effettuate da un Laboratorio certificato.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

**Tabella 7 - Monitoraggio degli scarichi finali A, C, D1/D2, SC-BU, SC-BI, M1/M2, P1÷P12**

<b>Punto di controllo</b>	<b>Parametro</b>	<b>Frequenza</b>	<b>Limiti / Prescrizioni</b>	<b>Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio</b>
<b>A</b> (scarico nel Fiume Gela)	portata	in continuo / calcolata	-	registrazione su file dei dati del flussimetro
	COT	mensile	-	registrazione su file del valore mensile
	solidi sospesi totali, BTEX, idrocarburi totali e altri parametri di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 pertinenti per il ciclo produttivo	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
<b>C</b> (scarico nel Mar Mediterraneo)	portata	in continuo / calcolata	-	registrazione su file dei dati del flussimetro
	solidi sospesi totali, BTEX, idrocarburi totali e altri parametri di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 pertinenti per il ciclo produttivo	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno



<b>Punto di controllo</b>	<b>Parametro</b>	<b>Frequenza</b>	<b>Limiti / Prescrizioni</b>	<b>Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio</b>
<b>D1/D2</b> (scarico nel Mar Mediterraneo)	portata	in continuo / calcolata	-	registrazione su file dei dati del flussimetro
	solidi sospesi totali, BTEX, idrocarburi totali e altri parametri di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 pertinenti per il ciclo produttivo	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
<b>H1/H2</b> (scarico nel Mar Mediterraneo)	portata	in continuo / calcolata	-	registrazione su file dei dati del flussimetro
	solidi sospesi totali, BTEX, idrocarburi totali e altri parametri di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 pertinenti per il ciclo produttivo	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
<b>SC-BU</b> (scarico nel Mar Mediterraneo dell'Impianto Biologico Urbano)	portata	in continuo / calcolata	-	registrazione su file dei dati del flussimetro
	parametri di cui alla Tabella 1 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 pertinenti per il ciclo produttivo	mensile (campione medio ponderale su 24 ore)	limiti indicati dalla tabella 1, colonna II, dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006	rapporti di analisi del laboratorio esterno
<b>SC-BI</b> (scarico nel Mar Mediterraneo dell'Impianto Biologico Industriale)	portata	in continuo / calcolata	-	registrazione su file dei dati del flussimetro
	parametri di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 pertinenti per il ciclo produttivo	mensile	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno



Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni	Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio
	MTBE, Azoto totale, Vanadio, Benzene, Toluene, Xilene, AOX	mensile	Concentrazione limite come da autorizzazione	rapporti di analisi del laboratorio esterno
<b>M1/M2</b> (scarico nel Mar Mediterraneo)	portata	in continuo / calcolata	-	registrazione su file dei dati del flussimetro
	solidi sospesi totali, BTEX, idrocarburi totali e altri parametri di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 pertinenti per il ciclo produttivo	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
<b>P1 ÷ P12</b> (scarico nel Canale Valle Priolo)	portata	in continuo / calcolata	-	registrazione su file dei dati del flussimetro
	solidi sospesi totali, BTEX, idrocarburi totali e altri parametri di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 pertinenti per il ciclo produttivo	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno

Per gli Scarichi a mare C, D1/D2, H1/H2, L, M1/M2 nella baia di Gela, inoltre, vengono fissati gli autocontrolli ai pozzetti fiscali riportati nella seguente Tabella 8.

**Tabella 8 – Ulteriori monitoraggi degli Scarichi a mare C, D1/D2, H1/H2, L, M1/M2 nella Baia di Gela**

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
$\Delta T$ oltre i 1000 m dallo scarico	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06	Verifica mensile	Registrazione su file



Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Carico termico su corpo idrico ricevente in MJoule	Calcolo <sup>10</sup> con la seguente formula $Q = C_p m (\Delta T)$	Verifica mensile	Calcolo. Registrazione su file
Cloro attivo libero	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06	Verifica mensile con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nel D.M. 31/01/2005	Registrazione su file
Procedura operativa	Quantità di eventuale additivo antifouling iniettato	Verifica con registrazione mensile della tipologia e quantità immessa	Campione medio ponderale su 3 ore. Registrazione su file

Per quanto concerne, invece, gli scarichi parziali, la seguente Tabella 9 riporta i controlli periodici che devono essere effettuati agli scarichi SP-A, SP-C, SP-D, SP-E, SP-F, SP-F1, SP-F2, SP-G, SP-H.

**Tabella 9 - Monitoraggio degli scarichi parziali SP-A, SP-C, SP-D, SP-E, SP-F, SP-F1, SP-F2, SP-G, SP-H**

Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni	Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio
<b>SP-A, SP-C, SP-E, SP-F, SP-F1, SP-F2, SP-G, SP-H</b> (scarichi parziali recapitanti al TAS)	parametri per l'accettazione dei reflui in ingresso al TAS	mensile	Regolamento di accettazione	registrazione su file
<b>SP-D</b> (scarico parziale recapitante all'Impianto Biologico Urbano)	parametri per l'accettazione dei reflui in ingresso all'impianto	mensile	Regolamento di accettazione	registrazione su file

Il Gestore dovrà effettuare, ogni 2 mesi, campionamenti delle acque marine al fine di verificare la rispondenza delle stesse ai parametri previsti al punto 13.2.3 della circolare ARTA 4/86. I prelievi dovranno essere effettuati alla profondità di 30 cm dalla superficie marina e a 200 m di distanza dal

<sup>10</sup> I simboli rappresentano rispettivamente: Q = Carico termico giornaliero in Milioni di Joule;  $C_p$  = Calore specifico dell'acqua pura in J/kg °C; m = massa di acqua di raffreddamento = flusso di acqua prelevato (milioni di dm<sup>3</sup>/d) × densità dell'acqua pura in kg/dm<sup>3</sup>;  $\Delta T$  = temperatura acqua allo scarico – temperatura acqua ingresso impianto.





punto di scarico delle acque trattate nell'Impianto Biologico Industriale e Urbano. Gli esiti delle analisi dovranno essere trasmessi all'Assessorato Regionale al Territorio e Ambiente e al laboratorio di igiene e profilassi di Caltanissetta.

### 6 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, in conformità con le prescrizioni di AIA:

- sono già dotati di doppio fondo e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi mesi o di tecnica equivalente e comunque nel rispetto della normativa vigente. In caso di adozione di tecniche equivalenti, il Gestore dovrà presentare all'Autorità competente, idonea documentazione tecnica che ne attesti l'efficacia rispetto l'utilizzo del doppio fondo;
- sono già dotati di pavimentazione dei bacini e i serbatoi che saranno oggetto di pavimentazione dei bacini nei successivi 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 semestri.

Il Gestore entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA dovrà definire con l'Autorità di Controllo un Programma di attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi basato sulle norme internazionali ed il programma dei piani ispettivi dovrà tenere conto, tra l'altro, dei parametri legati alle caratteristiche tecniche dei serbatoi (tipologia, materiali, spessori, ecc), alle condizioni di esercizio (tipologia di prodotto stoccato, temperature, ecc.), alla storia di esercizio (dati ispettivi, anno di costruzione, modifiche e riparazioni, ecc.), con messa fuori servizio dei serbatoi che determinano uno stato di criticità per l'ambiente in relazione agli esiti dei controlli effettuati e tenuti tali fino al completamento degli interventi manutentivi per il ripristino della loro integrità. Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria o, qualora non già compresa nelle modalità gestionali già attuate dal Gestore anche in modalità equivalente.

In aggiunta ed in considerazione della criticità ambientale in termini di contaminazione del suolo determinato dagli stoccaggi di Raffineria, il Gestore deve documentare l'implementazione di un Programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici tale per cui, a partire dalla data di rilascio dell'AIA, ogni semestre debba risultare:

1. laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA;
2. una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio (non dotato di doppio fondo) mediante emissioni acustiche dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che ne certifichino la tenuta.

Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria o, qualora non già compresa nelle modalità gestionali già



attuata dal Gestore, anche in modalità equivalente, con presentazione alla Autorità competente di idonea documentazione tecnica che ne attesti l'efficacia<sup>11</sup>.

Il Gestore dovrà inoltre, entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA, definire con l'Autorità di Controllo un Programma di ispezione preventiva che consenta di valutare e prevedere specifici interventi da realizzare sul Sistema Pipe-Way di stabilimento basato sul sistema RBI (Risk Based Inspection) già adottato dalla Raffineria o su sistema similare concordato con l'Autorità di Controllo.

Il Gestore dovrà mantenere i bacini di contenimento dei serbatoi puliti ed in ordine, facilmente accessibili ed ispezionabili ed analogamente dovrà assicurare stessa procedura per tutte le pipe-way di Raffineria e comunicare all'Autorità di Controllo, entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA, un Programma di ispezioni che preveda ispezioni visive giornaliere (mensili per serbatoi e bacini di contenimento degli impianti di trattamento reflui), nonché un programma di ispezione di dettaglio con frequenza trimestrale e reporting disponibile all'Autorità di Controllo, inviato ad essa almeno trimestralmente.

Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate antecedentemente il rilascio dell'AIA secondo le regole di validità temporale indicate ai punti 1 e 2 precedenti.

Il programma e il protocollo di ispezione dovrà essere trasmesso all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA ed andrà aggiornato a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

I risultati del programma dovranno essere registrati su file elettronico e cartaceo e faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.

Per quanto riguarda i serbatoi interrati presenti in Raffineria il Gestore dovrà effettuare ogni 6 mesi prove di tenuta idraulica dell'intercapedine.

Il Gestore, entro 12 mesi dal rilascio della presente Autorizzazione, dovrà predisporre un rapporto sullo stato di tenuta di tutte le pipeline di raffineria ed è tenuto a tenere a disposizione dell'Ente di Controllo un apposito registro con i dati sul monitoraggio della qualità dei suoli all'interno del perimetro del sito di Raffineria.

## 7 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" esistenti.

A tal fine il Gestore presenterà all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA un piano di ispezione della rete fognaria che deve svilupparsi nel corso di validità del presente piano di monitoraggio e controllo, con contenuti in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria.

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

<sup>11</sup> Il monitoraggio mediante emissioni acustiche dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio non deve essere datato oltre la durata temporale dell'ulteriore esercizio possibile risultante dal monitoraggio stesso e comunque non oltre i 5 anni.



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 ed il relativo esito, le date di inizio e fine dell'eventuale ispezione visiva 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) per il ripristino del tratto di fognatura.

Il database deve essere conservato dal Gestore per il periodo di validità del presente piano di monitoraggio e controllo e deve essere aggiornato contestualmente alla esecuzione del piano di ispezione della rete fognaria.

Il Gestore deve sottoporre a costante ispezione il sistema fognario di collettamento acque idrocarburiche ed in caso di malfunzionamenti il personale deve iniziare la riparazione entro le successive ventiquattro ore, annotando sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale. Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria o, qualora non già compresa nelle modalità gestionali già attuate dal Gestore anche in modalità equivalente.

Nel caso di eventi eccezionali con spargimento di sostanze oleose e/o tossiche per l'ambiente acquatico, il Gestore deve assicurare l'immediata attivazione delle procedure implementate secondo la normativa vigente (D.M. 471/99 e D.Lgs.152/06 e s.m.i.) ed attualmente operanti, per il contenimento degli sversamenti. Deve essere cioè attuato, per quanto tecnicamente possibile, il contenimento degli spanti in aree dotate di impermeabilizzazione cercando di non fare arrivare le sostanze ai corpi idrici superficiali e/o sotterranei. Nel caso si verifichi uno spargimento consistente di materiale tossico (etichettato con frasi di rischio R45, R46, R49, R50, R51 e R52) il Gestore ha l'obbligo di notifica all'Autorità di Controllo, oltre ai normali adempimenti di legge.

## 8 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Il Gestore dovrà effettuare una valutazione preventiva dell'impatto acustico post-operam e nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della Raffineria nei confronti dell'esterno.

Inoltre, il Gestore dovrà comunque effettuare 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 determinazione	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			

## 9 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 e 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<sup>a</sup> copia firmata dal destinatario per accettazione, con relativa archiviazione e segnalazione sul MUD con cadenza annuale. Il Gestore dovrà poi adeguarsi, nei tempi previsti, alla norma sancita dal DM 17.12.2009 *Istituzione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti, ai sensi dell'articolo 189 del decreto legislativo n. 152 del 2006* (art. 189 del D.Lgs. 152/06 ad oggi sostituito dall'Art. 16, comma 1, lettera c) del D.Lgs. 205/10)<sup>12</sup> e dell'articolo 14-bis del decreto-legge n.78 del 2009 convertito, con modificazioni, dalla legge n.102 del 2009. Tale norma è stata modificata ed integrata dal D.M. del 28.9.2010 pubblicato sulla G.U.n. 230 del 1.1.2010 come nella Nota



Esplicativa IV Decreto SISTRI con Manuale Operativo e Guide Utente disponibili sul sito web del MATTM all'URL [www.sistri.it](http://www.sistri.it).

Il Gestore, inoltre, deve garantire la corretta applicazione del Deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dal PIC allegato al verbale trasmesso con nota prot. CIPPC-00-2014-0000904 del 12/05/2014.

In ottemperanza alle prescrizioni riportate nel PIC allegato al verbale trasmesso con nota prot. CIPPC-00-2014-0000904 del 12/05/2014, relative alle condizioni di esercizio dei depositi temporanei, il Gestore deve verificare mensilmente lo stato di giacenza dei depositi temporanei: come somma delle quantità di rifiuti pericolosi, somma della quantità di rifiuti non pericolosi e mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi.

Il Gestore deve compilare mensilmente la seguente Tabella 11

**Tabella 11 - Monitoraggio delle aree di deposito temporaneo**

Area di stoccaggio	Data del controllo	Codici CER presenti	Quantità presente (m <sup>3</sup> )	Quantità presente (t)	Quantità rifiuti pericolosi – [somma] (t)	Quantità rifiuti non pericolosi – [somma] (t)	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA	Modalità di registrazione

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel rapporto annuale.

Per quanto concerne le operazioni di recupero R3 ed R9 dei rifiuti liquidi aventi codice CER 050105\* *perdite di olio*, il Gestore dovrà osservare gli obblighi di comunicazione e tenuta dei registri di cui agli articoli 189 e 190 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. ed inviare, su supporto informatico, entro il 15 di ogni mese, al Comune di Gela, alla Provincia regionale di Caltanissetta, al Dipartimento Regionale dell'Acqua e dei Rifiuti e al Ministero dell'Ambiente – Direzione Qualità della Vita, un prospetto riepilogativo relativo alla quantità di rifiuto recuperato durante il mese precedente.

Il Gestore dovrà effettuare, a giorni alterni e con esclusione dei festivi, prelievi ed analisi di distinti campioni medio compositi nell'arco di 24 ore delle acque di falda emunte inviate allo smaltimento e dei reflui industriali in ingresso all'impianto di trattamento acque di scarico industriali (TAS); tali analisi dovranno essere regolarmente registrate nel registro di conduzione dell'impianto e dovranno riguardare tutti i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006.

Le informazioni sopra citate dovranno altresì essere riportate nel rapporto annuale di cui al § 14.7.

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

## 10 MONITORAGGIO ACQUE DI PERCOLATO

Con riferimento alle acque inviate a trattamento presso l'impianto TAS, il Gestore dovrà osservare gli obblighi di comunicazione e tenuta dei registri di cui agli articoli 189 e 190 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. e dovrà trasmettere i prospetti riepilogativi relativi alle quantità di rifiuti trattati, su supporto informatico, oltre che al Dipartimento Regionale dell'Acqua e dei Rifiuti, al Comune di



Gela, alla Provincia di Caltanissetta, al Dipartimento ARPA e al Ministero dell'Ambiente della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Qualità della Vita.

Le informazioni sopra citate dovranno altresì essere riportate nel rapporto annuale di cui al § 13.7.

### 11 MONITORAGGIO ODORI

Il Gestore, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, deve implementare un programma di monitoraggio degli odori riconducibili alle proprie attività volto alla individuazione, analisi, stima e controllo degli impatti olfattivi indotti dai processi produttivi secondo una procedura articolata in linea con lo studio presentato dal Gestore in sede di domanda di AIA.

La caratterizzazione dovrà tener conto almeno delle seguente fasi:

- speciazione emissioni odorigene,
- campionamento,
- analisi chimica,
- parametri caratterizzanti l'emissione odorigena,
- Odor threshold/Odor unit,
- valutazione dell'impatto olfattivo.

A seguito dell'implementazione del programma di monitoraggio e valutazione degli odori, il Gestore deve predisporre ed avviare, con una contestuale analisi tecnica, i possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi, identificando eventuali ulteriori interventi oltre a quelli già effettuati, per contenere il fastidio degli odori emessi entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA.

Il Gestore deve trasmettere annualmente all'Ente di controllo un rapporto in cui siano indicate le sorgenti individuate di sostanze odorigene e le contromisure implementate per il contenimento degli odori (tenute stoccaggi, copertura trattamento reflui, sostituzione sostanze, convogliamento, abbattimento).

Per l'espletamento del monitoraggio degli odori il Gestore può utilizzare una procedura di monitoraggio inserita 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*", riportato in Allegato 1, oppure seguendo la Norma UNI EN 13725.



### SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI

#### 12 ATTIVITÀ DI QA/QC

L'affidabilità e la correttezza dei programmi di campionamento ed analisi rappresentano direttamente la bontà del programma di QA/QC implementato.

Il Gestore dovrà garantire che tutte le attività di campo e di laboratorio siano svolte da personale specializzato nonché che il laboratorio incaricato utilizzi per le specifiche attività procedure, piani operativi e metodiche di campionamento e analisi documentate e codificate conformemente all'assicurazione di qualità e basate su metodiche riconosciute a livello nazionale o internazionale.

Per le finalità sopra enunciate le attività di laboratorio, siano esse interne o affidate a terzi, devono essere eseguite preferibilmente in strutture accreditate per i parametri di interesse.

Il Gestore che decide di ricorrere a laboratori esterni ha l'obbligo di accertarsi che gli stessi siano dotati almeno di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo la norma ISO 9001 e/o preferibilmente accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

Il Gestore che si avvale di strutture interne, qualora non fosse già dotato almeno di certificazione secondo lo schema ISO 9001, ha un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione e certificazione di un sistema di Gestione della qualità ISO 9001.

Nel periodo transitorio il Gestore dovrà affidarsi a strutture esterne che rispondano ai requisiti di qualità anzidetti o garantire che il laboratorio interno operi secondo un programma che assicuri la qualità ed il controllo per i seguenti aspetti:

1. campionamento, trasporto, stoccaggio e trattamento del campione;
2. documentazione relativa alle procedure analitiche utilizzate basate su norme tecniche riconosciute a livello internazionale (CEN, ISO, EPA) o nazionale (UNI, metodi proposti dall'ISPRA o da CNR-IRSA);
3. determinazione dei limiti di rilevabilità e di quantificazione, calcolo dell'incertezza;
4. piani di formazione del personale;
5. procedure per la predisposizione dei rapporti di prova e per la gestione delle informazioni.

Tutta la documentazione dovrà essere gestita in modo che possa essere visionabile dall'autorità di controllo.

Infine, il Gestore che è dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini (SME) dovrà in qualunque caso avvalersi, per l'analisi dei parametri d'interesse, come previsto dalla norma di riferimento UNI EN 14181:2005 – *Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici*, di laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

#### **12.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)**

Il controllo della qualità per i sistemi di monitoraggio in continuo deve prevedere una serie di procedure (QAL 2, QAL 3, AST), conformi alla Norma UNI EN 14181:2005, che assicurino:



- la corretta installazione della strumentazione, la verifica dell'accuratezza delle misure tramite il confronto con un metodo di riferimento (taratura, vedi tabella seguente), una prova di variabilità da eseguire tramite i metodi di riferimento suddetti (i requisiti degli intervalli di confidenza sono fissati dall'Autorità sulla base dei limiti di emissione e sono riportati nel PIC);
- la verifica della consistenza tra le derive di zero e di *span* determinate durante la procedura QAL 1 (Norma UNI EN 14956:2004) e le derive di zero e di *span* verificate durante il normale funzionamento dello SME;
- la verifica delle prestazioni e del funzionamento dello SME e la valutazione della variabilità e della validità della taratura mediante la conduzione del test di sorveglianza annuale.

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

**Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura**

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

**Tabella 12 - Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME**

Parametro	Metodo	Descrizione
NO <sub>x</sub>	UNI EN 14792:2006	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
SO <sub>2</sub>	UNI EN 14791:2006	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
CO	UNI EN 15058:2006	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Polveri	UNI EN 13284-1:2006	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas

La validazione delle misure deve essere realizzata almeno ad ogni rinnovo dell'AIA da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 per i metodi di riferimento citati nella tabella precedente. Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 sotto la supervisione di un rappresentante dell'autorità di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Tutta la strumentazione sarà





manutenuta in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

Per i parametri portata/velocità, ossigeno e vapore acqueo dovrà essere determinato l'indice di accuratezza relativo, in accordo a quanto previsto nel D.Lgs. 152/06 (parte V allegato 6). Nella tabella seguente sono riportati i metodi di riferimento che dovranno essere utilizzati per il calcolo del suddetto indice.

**Tabella 13 - Metodi di Riferimento per la determinazione dell'indice di accuratezza relativo**

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 10169:2001	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789 :2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2006	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)

I Rapporti di Prova sulle verifiche degli SME devono essere trasmessi con il rapporto riassuntivo annuale.

La validazione delle misure deve essere realizzata almeno ad ogni rinnovo dell'AIA da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 per i metodi di riferimento citati nella tabella precedente. Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 sotto la supervisione di un rappresentante dell'autorità di controllo.

La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Su tutta la strumentazione sarà effettuata la manutenzione in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

Per consentire l'accurata determinazione dei parametri da misurare anche durante gli eventi di avvio/spegnimento dei gruppi della Centrale, la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini deve essere a doppia scala di misura con fondo scala rispettivamente pari a:

- 150% del limite in condizioni di funzionamento normale;
- 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita dal produttore.

In alternativa, devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

Per quanto riguarda i dati acquisiti dagli SME, devono essere registrati e conservati i seguenti dati (vedi anche § 14.8.1 "Conservazione dei dati provenienti dallo SME"):

- 1) i valori elementari espressi nelle unità di misura pertinenti alla grandezza misurata,



- 2) i segnali di stato delle apparecchiature principali e ausiliarie necessari per la funzione di validazione dei dati,
- 3) le medie orarie e semiorarie (ove pertinenti) dopo la validazione dei valori elementari e dei valori medi orari (o semiorari) calcolati.

Nel caso in cui a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo, manchino misure di uno o più inquinanti, il gestore deve attuare le seguenti azioni:

per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;

dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio in Continuo delle emissioni. Il gestore dovrà altresì notificare all'Ente di Controllo l'evento;

dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite due misure discontinue al giorno della durata di almeno 120 minuti se utilizzato un sistema di misura automatico, o in alternativa dovranno essere forniti almeno tre valori di concentrazione al giorno ottenuti ciascuno come media di almeno tre misure consecutive riferite ad un'ora di funzionamento dell'impianto (nelle condizioni di esercizio più gravose);

Per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua, dopo le prime 48 ore di blocco, estendibili a 72 ore in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa, dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di campionamento automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

### ***12.2 Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici***

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

Le fasi operative relative al campionamento ed alla conservazione del campione dovranno essere codificate in procedure operative scritte dal laboratorio di analisi. La strumentazione utilizzata per i campionamenti dovrà essere sottoposta ai controlli volti a verificarne l'operabilità e l'efficienza della prestazione con la frequenza indicata dal costruttore; dovranno altresì essere rispettati i criteri per la conservazione del campione previsti per le differenti classi di analiti.

Dovrà essere compilato un registro di campo con indicati: codice del campione, data e ora del prelievo, tipologia del contenitore (da scegliere sulla base degli analiti da ricercare), conservazione del campione (es. aggiunta stabilizzanti), dati di campo, analisi richieste e firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

Per ogni attività di campionamento dovrà inoltre essere prodotto un bianco di campo ed uno di conservazione e trasporto per ciascuna classe di analiti da determinare.

Il laboratorio dovrà assicurare la manutenzione periodica della strumentazione e la stesura dei relativi rapporti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti. La taratura degli strumenti dovrà essere ripetuta alla fine di ogni attività di manutenzione ovvero con la



frequenza prevista dalla gestione del Controllo di Qualità del laboratorio e riportata nei relativi rapporti tecnici.

Il laboratorio dovrà inoltre effettuare controlli di qualità interni analizzando bianchi del metodo, duplicati, test di recupero, materiali di riferimento certificati ecc. come previsto dalle procedure di accreditamento.

Tutti i documenti relativi alla produzione dei dati (es. quaderni di laboratorio, *files* di restituzione dati degli strumenti, rette di calibrazione eseguite per le analisi, cromatogrammi, fogli di calcolo, ecc.) saranno conservati dal laboratorio per un periodo non inferiore a due anni come previsto dalle procedure di accreditamento.

### **13 METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI**

Le determinazioni analitiche in laboratorio devono essere effettuate con metodi di analisi ufficiali riconosciuti a livello nazionale e/o internazionale ed in regime di buone pratiche di laboratorio e di qualità ovvero con metodiche APAT/IRSA-CNR, ISS, EPA, UNI-ISO etc..

Qualora il gestore voglia utilizzare metodi differenti rispetto a quelli indicati nelle tabelle seguenti, prima dell'avvio delle attività di monitoraggio e controllo, dovrà presentare la propria proposta all'Ente di Controllo trasmettendo una relazione contenente la descrizione del metodo in termini di pretrattamento e analisi, e tutte le fasi di confronto del metodo proposto con il metodo indicato al fine di dimostrare l'equivalenza tra i due. Si considerano, comunque, attendibili metodi analitici rispondenti alla Norma CEN/TS 14793:2005 – Procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento- anche se non espressamente indicati in questo Piano di Monitoraggio e Controllo. Anche in questo caso, il gestore dovrà trasmettere una relazione contenente la descrizione del metodo applicato e i risultati relativi alla validazione interlaboratorio.

I dati relativi ai controlli analitici discontinui devono essere riportati dal Gestore su appositi registri, ai quali devono essere allegati i certificati analitici (v. punto 2.7 dell'allegato VI alla parte quinta del DLgs 152/2006). Il registro deve essere tenuto a disposizione dell'Autorità competente al controllo.

#### **13.1 Combustibili**

Nella tabella seguente sono indicati i metodi per la determinazione delle caratteristiche chimiche e fisiche dei combustibili utilizzati nello stabilimento (gasolio). In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (\*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e smi; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi.

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

**Tabella 14 - Metodi di misura per i combustibili**

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Acqua e sedimenti	UNI EN ISO 20058: 1997*	Determinazione mediante metodo basato su centrifugazione



Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Viscosità a 50°C	UNI EN ISO 3104: 2000*	Determinazione mediante misura del tempo di scorrimento in viscosimetro a capillare
Potere calorifico inf.	ASTM D 240	Determinazione mediante bomba calorimetrica
Densità a 15°C	UNI EN ISO 3675:2002	Determinazione mediante idrometro
	UNI EN ISO 12185: 1999	Determinazione mediante tubo ad U oscillante
Punto di scorrimento	ISO 3016	Determinazione mediante preriscaldamento e successivo raffreddamento a velocità controllata (analisi ogni 3 °C)
Asfalteni	IP143 ASTM D6560	Determinazione della frazione insolubile in eptano
Ceneri	UNI EN ISO 6245:2005*	Determinazione gravimetrica previa calcinazione in muffola a 775°C
HFT	IP375	Determinazione mediante filtrazione a caldo
PCB/PCT	UNI EN ISO 12766-3:2005*	Determinazione analitica mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Residuo Carbonioso	ISO 6615*	Determinazione mediante metodo di Conradson
Nickel + Vanadio	UNI EN ISO 13131:2001*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma
Sodio	UNI EN ISO 13131:2001 IP288	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma previa diluizione con solvente organico
Zolfo	UNI EN ISO 8754: 2005*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di energia
	UNI EN ISO 14596:2008*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di lunghezza d'onda

### **13.2 Emissioni in atmosfera**

In riferimento alle analisi delle emissioni in atmosfera, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello europeo come metodi di riferimento per i parametri soggetti a controllo.

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 devono essere normalizzati al contenuto di ossigeno nei fumi (nel caso specifico 3% di ossigeno per gli impianti di produzione e le caldaie della CTE con alimentazione di combustibili liquidi e/o gassosi, 15% di ossigeno per il turbogas con alimentazione di combustibile gassoso).

**Tabella 15 - Metodi di misura degli inquinanti per le emissioni in atmosfera**

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 10169:2001	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789:2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2006	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
NO <sub>x</sub>	UNI EN 14792:2006	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
SO <sub>2</sub>	UNI EN 14791:2006	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
CO	UNI EN 15058:2006	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Polveri	UNI EN 13284-1:2003	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
COV (come COT)	UNI EN 13526:2002 COT > 20 mg/Nm <sup>3</sup>	Determinazione analitica mediante ionizzazione di fiamma (FID)
	UNI EN 12619:2002 COT < 20 mg/Nm <sup>3</sup>	Determinazione analitica mediante campionamento del carbonio organico totale e ionizzazione di fiamma (FID)
IPA	DM 25.08.2000 n.158 All.3 (sostituisce M.U. 825 cap.2) <sup>(1)</sup>	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
PCDD/PCDF	UNI EN 1948-1, 2, 3:2006	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
PCB dioxin like	UNI EN 1948-4:2007	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
H <sub>2</sub> S	EPA Method 15-15A EPA Method 16-16A-16B	Determinazione gas cromatografica con rilevatore FPD di CS <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S e COS Determinazione gas cromatografica con rilevatore FPD di composti solforici (TRS) quali dimetildisolfuro, dimetilolfuro, metilmercaptano e acido solfidrico
Antracene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122 <sup>(2)</sup>	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Naftalene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122 <sup>(2)</sup>	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile



Parametro	Metodo	Descrizione
Fluorantene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122 <sup>(2)</sup>	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Hg totale	UNI EN 13211-1:2003	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento atomico previa riduzione con sodio boridruro e campionamento come descritto dal metodo
As, Be, Cd, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, Pb, Pd, Pt, Rh, Sb, Se, Sn, Te, Tl e V	UNI EN 14385:2004 <sup>(3)</sup>	Determinazione analitica mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Acetone	UNI EN 13649:2002	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Fenolo	UNI EN 13649:2002	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Acido solforico	UNI EN 1911-1, 2, 3:2000 <sup>(4)</sup>	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento per l'estrazione dell'HCl.
NH <sub>3</sub>	M.U. 632 del Manuale UNICHIM 122	Determinazione colorimetrica previo utilizzo del reattivo di Nessler
Benzene	UNI EN 14662-1-2-3-4-5:2005	Qualità dell'aria ambiente - Metodo normalizzato per la misurazione delle concentrazioni di benzene - Parte 1: Campionamento per pompaggio seguito da desorbimento termico e gascromatografia. Parte 2: Campionamento per pompaggio seguito da desorbimento con solvente e gascromatografia. Parte 3: Campionamento per pompaggio automatizzato con gascromatografia in situ. Parte 4: Campionamento diffusivo seguito da desorbimento termico e gascromatografia. Parte 5: Campionamento diffusivo seguito da desorbimento con solvente e gascromatografia
	UNI 13649:2002	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo mediante carboni attivi e desorbimento con solvente

### 13.2.1 Procedura per gli autocontrolli sui punti di emissione della CTE

Gli autocontrolli sui punti di emissione della CTE per l'inquinante SO<sub>2</sub> saranno effettuati secondo la procedura sulle modalità di esecuzione, come riportato nel Verbale della Conferenza dei Servizi del giorno 18 Giugno 2014 Prot. 19777 e nel Parere Istruttorio Conclusivo del presente aggiornamento di AIA (ID 578), al Capitolo 6 a pagina 30 di 41 al penultimo punto elenco ed - in particolare - al Paragrafo 7.1 'Valori limite di emissione per la Centrale Termoelettrica' a pagina 32 e 33 di 41 per gli scenari A (A1 ed A2) di normale funzionamento con lo SNOX attivo.



### 13.3 Scarichi idrici

In riferimento alle analisi delle acque di scarico, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello nazionale ed internazionale per la determinazione dei parametri normati dal D.Lgs. 152/2006 (Tabella 3 dell'Allegato V alla Parte III). La determinazione di ulteriori parametri non riportati nella seguente tabella deve essere comunque condotta mediante utilizzo di metodi analitici riconosciuti a livello nazionale e/o internazionale ed in regime di buone pratiche di laboratorio e di qualità.

**Tabella 16 - Metodi di misura degli inquinanti per le acque di scarico**

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060;	determinazione potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7.
temperatura	APAT-IRSA 2100	determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di $\pm 0,1^\circ\text{C}$
Colore	APAT IRSA 2020	determinazione basata sul confronto visivo con acqua o con soluzioni colorate a concentrazione nota o mediante uno spettrofotometro
Odore	APAT IRSA 2050	determinazione per diluizione fino alla soglia di percezione dalla quale si ricava quindi la "concentrazione" dell'odore nel campione tal quale
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B	determinazione gravimetrica del particolato raccolto su filtro da 0,45 $\mu\text{m}$ di diametro dei pori) previa essiccazione a 103-105 °C.
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	determinazione per via volumetrica o gravimetrica
BOD <sub>5</sub>	APAT -IRSA 5120	determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni al buio. La differenza fra le due determinazioni dà il valore del BOD <sub>5</sub> .
COD	APAT-IRSA 5130	ossidazione con dicromato in presenza di acido solforico concentrato e solfato di argento. L'eccesso di dicromato viene titolato con una soluzione di solfato di ammonio e ferro(II).
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C	distillazione a pH tamponato della NH <sub>3</sub> e determinazione mediante spettrofotometria con il reattivo di Nessler o mediante titolazione con acido solforico. La scelta tra i due metodi di determinazione dipende dalla concentrazione dell'ammoniaca.
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020	determinazione mediante cromatografia ionica.
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fosforo totale	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossidissolfato, acido borico e idrossido di sodio
Alluminio	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Arsenico	APAT-IRSA 3010 + 3080	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde



Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Bario	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Boro	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cadmio	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cromo totale	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC-Cromo (VI)
Ferro	APAT -IRSA 3010 + 3160B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Manganese	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Mercurio	APAT-IRSA 3200A2 o A3	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa ossidazione in forno a microonde e successiva riduzione a Hg metallico con sodio boroidrurio
Nichel	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Piombo	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Rame	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Selenio	APAT-IRSA 3010 + 3260A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idrurio
Stagno	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Zinco	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Tensioattivi anionici	APAT-IRSA 5170	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato con il blu di metilene





Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Tensioattivi non ionici	APAT-IRSA 5180	determinazione mediante titolazione con pirrolidinditiocarbammato di sodio del Bi rilasciato dopo ridissoluzione del precipitato formatosi dalla reazione tra tensioattivi e il reattivo di Dragendorff
Fenoli totali	APAT IRSA 5070A2	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato dopo reazione con 4-amminoantipiridina in ambiente basico
Composti organici clorurati <sup>(1)</sup>	APAT-IRSA 5150	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa dinamico
$\Sigma$ solventi organici aromatici <sup>(2)</sup>	EPA 5030 + EPA 8260B	determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
Benzene	EPA 5030 + EPA 8260B	determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
Etilbenzene	EPA 5030 + EPA 8260B	determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
Toluene	EPA 5030 + EPA 8260B	determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
Xilene	EPA 5030 + EPA 8260B	determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
Pesticidi clorurati	EPA 3510 + EPA 8270D	estrazione liquido-liquido e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
$\Sigma$ pesticidi organo fosforici	APAT IRSA 5100	determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
$\Sigma$ erbicidi e assimilabili	APAT IRSA 5060	estrazione con diclorometano (liq-liq) o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
Cloro residuo	APAT-IRSA 4080	determinazione mediante spettrofotometria del cloro libero (OCl-, HOCl e Cl <sub>2</sub> (aq)) previa formazione di un composto colorato a seguito di reazione con N,N-dietil-p-fenilendiammina (DPD) a pH 6,2-6,5
Fluoruri	APAT-IRSA 4100B	determinazione potenziometrica mediante elettrodo iono-selettivo
Cianuri	APAT-IRSA 4070	determinazione spettrofotometrica previa reazione con cloraminaT
Cloruri	APAT-IRSA 4020	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfuri	APAT-IRSA 4160	determinazione mediante titolazione con tiosolfato di sodio dell'eccesso di iodio non reagito in ambiente acido
Solfiti	APAT IRSA 4150B	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfati	APAT-IRSA 4020	determinazione mediante cromatografia ionica.
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160A1	determinazione mediante metodo gravimetrico
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con tetracloruro di carbonio
Aldeidi	APAT IRSA 5010A	determinazione spettrofotometrica mediante cloridrato di 3-metil-2-benzo-tiazolone idrazone (MBTH)
Composti organici azotati	EPA 3510C + EPA 8270D	determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liquido-liquido



Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
<i>Escherichia coli</i>	APAT IRSA 7030C	conteggio del numero di colonie di <i>Escherichia coli</i> cresciute in terreno colturale agarizzato dopo un periodo di incubazione di 18 o 24 h a 44±1°C
Saggio di tossicità acuta	APAT-IRSA 8030	determinazione dell'inibizione della bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> espressa come percentuale di effetto (EC <sub>50</sub> nel caso si ottenga il 50%) rispetto ad un controllo.

- (1) Composti organici clorurati non citati altrove  
(2) Sommatoria dei seguenti composti: Benzene, Toluene, Xileni.

### 13.4 Livelli sonori

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 dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e comunque 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 tecniche vigenti. La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.

### 13.5 Calcolo concentrazione SO<sub>2</sub>

L'anidride solforosa ( $\Phi_{SO_2}$ ) 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:

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

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<sup>3</sup>/h, poi è moltiplicato per la densità  $\rho_{gas}$  in kg/Nm<sup>3</sup>; quest'ultima calcolata dalla relazione:

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

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

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

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



$$C_{SO_2} = (\Phi_{SO_2} / Q_{\text{gas combustibili}}) * 1.000.000$$

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.

### 13.6 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;
- 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.

### 13.7 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  $\eta$  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:

$$P_{Sin} = V_{in} * (C_{H_2S} / 1.000.000) * PM_S / PM_{H_2S}$$

Dove  $V_{in}$  è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore.  $C_{H_2S}$  è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in  $mg/Nm^3$ .  $PM_S$  e  $PM_{H_2S}$  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:

$$P_{Sout} = V_{out} * (C_{SO_2} / 1000000) * PM_S / PM_{SO_2}$$

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:

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

Eventuali altri metodi di determinazione provvisoria del rendimento di desolforazione utilizzata mediante specifica procedura di calcolo (ad esempio basata su misurazione dello zolfo puro prodotto insieme ai dati a camino) deve essere presentata all'ISPRA per dimostrarne la maggiore affidabilità entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA, per approvazione.

### **13.8 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 poichè 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.



### SEZIONE 3 - REPORTING

## 14 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

### 14.1 Definizioni

**Limite di quantificazione** - concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

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

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

**Media giornaliera** - 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** - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue). Nel caso di misure settimanali agli scarichi la media mensile è rappresentata dalla media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

**Media annuale** - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure non continue).

**Flusso medio giornaliero** - 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. La stima di flusso di scarichi intermittenti va effettuata considerando la media di un minimo di tre misure fatte nell'arco della giornata di scarico.

**Flusso medio mensile** - 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** - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.

**Megawattora generato mese** - 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** - rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente e l'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.



**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 sopracitate, sarà cura del redattore del rapporto 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.

### 14.2 Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch'essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente

$$T_{\text{anno}} = \sum H (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) H \times 10^{-9}$$

$T_{\text{anno}}$  = tonnellate anno;

$C_{\text{misurato}}$  = media mensile delle concentrazioni misurate in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ;

$F_{\text{misurato}}$  = media mensile dei flussi in  $\text{Nm}^3/\text{mese}$ ;

$H$  = n° di mesi di funzionamento nell'anno.

Le emissioni annuali nei corpi idrici sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

$$K_{\text{anno}} = (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) \times 10^{-6}$$

$K_{\text{anno}}$  = chilogrammi emessi anno

$C_{\text{misurato}}$  = media annuale delle concentrazioni misurate in  $\text{mg}/\text{litro}$ .

$F_{\text{misurato}}$  = volume annuale scaricato in litri/anno

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, la spiegazione del perché è stata fatta la variazione e la valutazione della rappresentatività del valore ottenuto.

### 14.3 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 annuale.



### **14.4 Indisponibilità dei dati di monitoraggio**

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

### **14.5 Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali**

In ottemperanza alle prescrizioni riportate nel PIC, relative agli obblighi di comunicazione in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali, si precisa quanto segue:

- ♦ il Gestore registra e comunica ad Autorità Competente e Enti di controllo gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti che possono avere impatto sull'ambiente o sull'applicazione delle prescrizioni previste dall'AIA, insieme con una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

In particolare, in caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabiliti nell'AIA ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche, deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione di cause, eventuali azioni correttive/contenitive adottate e 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 agli stessi Enti con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità. Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione agli stessi Enti del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo;

- ♦ il Gestore registra e comunica gli eventi incidentali che possono avere impatto sull'ambiente ad Autorità Competente e Enti di controllo; in caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente o comunque di eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose in ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile). La comunicazione degli eventi incidentali di cui sopra deve contenere: le circostanze dell'incidente, le sostanze rilasciate, i dati disponibili per valutare le conseguenze dell'incidente per l'ambiente, le misure di emergenza adottate, le informazioni sulle misure previste per limitare gli effetti dell'incidente a medio e lungo termine ed evitare che esso si riproduca;
- ♦ il Gestore dovrà attenersi a tutti gli obblighi derivanti dall'applicazione del DLgs 334/1999 e smi, e in particolare agli obblighi sanciti dall'art. 24 dello stesso decreto, relativi all'accadimento di incidente rilevante.

Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere inserite nel Rapporto riassuntivo annuale (v. § 13.6).







### 14.6 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.

### 14.7 Obbligo di comunicazione annuale

#### 14.7.1 Reporting in situazioni di emergenza

La società deve effettuare il reporting nelle ventiquattro ore successive alla prima notifica<sup>13</sup> 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 secondo<sup>14</sup> 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

<sup>13</sup> 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

<sup>14</sup> Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.



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.

### 14.7.2 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* (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Polveri, CO, SOV, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> + 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 SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, 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.

### 14.7.3 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 SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri

**Concentrazione media mensile** in mg/Nm<sup>3</sup> di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri



**Emissione specifica annuale dei forni<sup>b</sup>, per Gj di energia utilizzata di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri (in g/Gj)**

**Emissione specifica annuale per tonnellata di greggio trattato di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri (in g/ton greggio)**

**Stima delle tonnellate di VOC emesse mensilmente e per semestre**

**Misure di tutti gli inquinanti diversi da quelli tradizionali (SO<sub>2</sub>, Polveri), come i microinquinanti con cadenza semestrale nei diversi camini**

### **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**

**Chilogrammi emessi per mese di BOD<sub>5</sub>, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup><sup>a</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX<sup>a</sup> e Fenoli (per gli inquinanti da Cr<sub>tot</sub> a Fenoli utilizzare la notazione scientifica 10<sup>-x</sup>)**

**Concentrazioni medie mensili, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup><sup>a</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX<sup>a</sup> e Fenoli in mg/litro**

**Concentrazione massima giornaliera registrata nel mese, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro**

**Concentrazione minima giornaliera registrata nel mese, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro**

**Emissione specifica semestrale di BOD<sub>5</sub>, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup><sup>a</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX e Fenoli per m<sup>3</sup> di reflu trattato (in g/ m<sup>3</sup>)**

### **Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI**

**Tonnellate di rifiuti prodotte per l'anno precedente**

**Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per l'anno precedente**

**Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg annui rifiuti prodotti/ton annue di greggio lavorato**

**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 (kg) e quantitativo totale rifiuti prodotti dalla raffineria (kg)**

**Criterio di gestione dei depositi temporanei adottato**

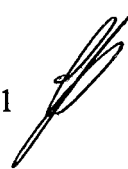
### **Emissioni per l'intero impianto: RUMORE**

**Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:**

Misure diurne

<sup>a</sup> La media in questi casi corrisponde ai singoli valori delle misure mensili

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





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**

**Acqua pozzo** ( $\text{m}^3/\text{ton}$ ), **gas naturale** ( $\text{Nm}^3/\text{ton}$ ), **virgin naphta** ( $\text{kg}/\text{ton}$ ), **fuel gas** ( $\text{Nm}^3/\text{ton}$ ), **fuel oil** ( $\text{kg}/\text{ton}$ ) ed **energia elettrica** ( $\text{kwh}/\text{ton}$ )

### **Caldaie**

**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  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , 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  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , CO, Ni, V e polveri (in  $\text{g}/\text{Gj}$ )

### **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** ( $\text{Nm}^3/\text{giorno}$ ) e **quantità** ( $\text{kg}/\text{giorno}$ ) 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<sup>b</sup> prodotto per tonnellata di petrolio**, valutati su base mensile

#### **Emissioni: RIFIUTI**

<sup>b</sup> 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.



### Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per semestre

#### 14.8 Gestione e presentazione dei dati

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati delle attività 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.

##### 14.8.1. Conservazione dei dati provenienti dallo SME

I dati registrati dallo SME devono essere conservati possibilmente per l'intera vita operativa dell'impianto.

In alternativa a quest'ultima indicazione, i dati devono essere obbligatoriamente conservati per un periodo di tempo pari alla durata dell'AIA, con una logica di finestra scorrevole e comunque sino al rinnovo dell'AIA. Ciò vuol dire, ad esempio, che in caso di AIA di durata 8 anni, i dati acquisiti il primo giorno di validità dell'AIA devono essere conservati per almeno 8 anni ma non possono essere eliminati dopo l'ottavo anno se non è subentrato il rinnovo. Dopo il rinnovo possono essere eliminati unicamente tutti i dati anteriori a 8 anni.

Tutti i dati registrati devono essere univocamente riferiti alla data e orario della loro acquisizione. Tutti i dati registrati devono inoltre essere univocamente correlati ai parametri operativi caratterizzanti il processo, quali ad esempio l'alimentazione del combustibile e la potenza termica (o elettrica, se applicabile) generata, nonché ai segnali di stato delle apparecchiature principali di cui al punto 2 del § 12.1.

Tutti i dati registrati e conservati devono essere resi disponibili, su richiesta delle autorità o dell'ente di controllo, anche tramite creazione di *files* esportabili, e devono essere memorizzati secondo un formato che consenta un'agevole e immediata lettura ed elaborazione, con i comuni strumenti informatici. Lo schema base deve essere stabilito su un'organizzazione a matrice, in cui le singole colonne rappresentino ciascuna grandezza misurata, ovvero ciascuna grandezza o segnale di stato associato, e ciascuna riga rappresenti l'istante cui la grandezza in colonna si riferisce. La colonna contenente gli istanti di riferimento deve essere sempre la prima a sinistra e tutte le colonne devono contenere, come primi due *record*, l'indicazione della grandezza misurata e dell'unità di misura pertinente (ove applicabile).

**15 RESPONSABILITÀ NELL'ESECUZIONE DEL PIANO****15.1 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.

**16 QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO**

**Tabella 17 - Quadro sinottico dei controlli e della partecipazione dell'Ente di Controllo.**

Tabella 17 - Quadro sintetico dei controlli e della partecipazione dell'Ente al controllo					
-	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Materie prime	Controlli alla ricezione/ Giornaliero/Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Combustibili	Giornaliero	Annuale			
Risorse idriche	Settimanale	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo Mensile/ Quadrimestrale/ Semestrale/ Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni diffuse	Secondo il Programma LDAR adottato dal Gestore, v. § 4.2 Tabella 6	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Come specificato	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Come specificato	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Verifiche periodiche	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale

**16.1 Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione)**

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.

**Tabella 18 – Attività dell'Ente di Controllo**

<b>TIPOLOGIA DI INTERVENTO</b>	<b>FREQUENZA</b>	<b>COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA</b>
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Annuale	Tutte
Valutazione rapporto	Annuale	Tutte
Campionamenti	Biennale	Campionamento, a discrezione dell'Ente di controllo, degli inquinanti emessi dai camini
	Biennale	Campionamento, a discrezione dell'Ente di controllo, degli inquinanti emessi agli scarichi
Analisi campioni	Biennale	Analisi, a discrezione dell'Ente di controllo, dei campioni prelevati
	Biennale	Analisi, a discrezione dell'Ente di controllo, dei campioni prelevati



### Allegato 1. 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 utilizzati, anche, profumi personali e/o deodoranti per automobili (se gli spostamenti sono realizzati 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





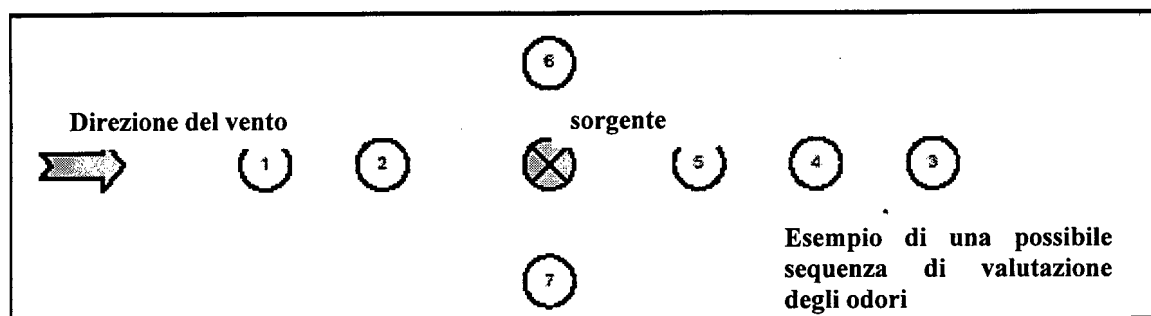
dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare che l'odore è ben percepibile sotto vento e si propaga verso l'impianto. Dovrebbe, altresì, essere considerato che le caratteristiche e l'intensità dell'odore possono cambiare con la distanza dalla 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 meteo-climatiche 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.

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 è 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 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