



*Ministero dell' Ambiente  
e della Tutela del Territorio  
e del Mare*

DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI AMBIENTALI

IL DIRETTORE GENERALE



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

U.prot DVA - 2014 - 0025865 del 05/08/2014

Pratica N. ....

Prof. Mittente: .....

ENI S.p.A. Raffineria Di Venezia  
Via De Petroli 4  
30175 Porto Marghera (VE)  
rm\_ref\_raffineriavenezia@pec.eni.com  
cristina.zorzetto@eni.com

e p.c. Alla Commissione Istruttoria IPPC c/o ISPRA  
Via Vitaliano Brancati, 48  
00144 Roma  
cotana@crbnet.it  
roberta.nigro@isprambiente.it

ISPRA  
Via V. Brancati 48  
00144 Roma  
fax: 06 50072450  
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

**OGGETTO: Trasmissione Parere Istruttorio conclusivo della domanda di AIA  
presentata dalla società ENI S.p.A. - Raffineria di Venezia sita nel  
Comune di Venezia - Procedimento di modifica ID 6/744.**

In merito alla domanda di modifica presentata dalla società Edison S.p.A., al decreto AIA del 30/11/2010, prot. n. DSA-DEC-2010-0000898, relativamente allo scorporo delle emissioni della caldaia H-610 dalla bolla di raffineria, si trasmette copia conforme del Parere Istruttorio reso dalla Commissione IPPC con nota del 22 luglio 2014 prtot. n. CIPPC-00-2014-0001368 e relativo Piano di monitoraggio e controllo reso da ISPRA con nota di pari data, prot. n. 30359.

Al riguardo si invita codesta Società a prendere atto di quanto accolto e richiesto dalla Commissione IPPC nel sopracitato Parere Istruttorio.

Il parere viene trasmesso anche ad ISPRA perché ne tenga debito conto nello svolgimento delle attività di controllo.

IL DIRETTORE GENERALE  
(Dott. Mariano Grillo)

Ufficio Mittente: MA/T-DVA-4RI-AIA-00  
Funzionario responsabile: Il Dirigente: Dott. Giuseppe Lo Presti  
DVA-4RI-AIA-17\_2014-0096.DOC



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



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

E.prot DVA - 2014 - 0024880 del 28/07/2014

CIPPC-00-2014-0001368  
del 22/07/2014

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

Pratica N. ....

Prof. Mittente: .....

**OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda di AIA presentata ENI S.p.A.  
- Raffineria di Venezia - Procedimento di modifica ID 6/744**

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.

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

All. c.s.





## *Autorizzazione Integrata Ambientale*

# Raffineria di Venezia

ENI SPA

### PARERE ISTRUTTORIO

Richiesta di Modifica Non Sostanziale

(D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i., Art. 29-nonies - comma 1)

*"Scorporo delle emissioni del camino E03 dal computo della Bolla di Raffineria"*

DECRETO AIA: prot. DSA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010 - G.U.: 5/1/2011; Durata: 8 anni

Comun. alla Commissione da DVA: U.prot DVA-2014-0012712 del 05/05/2014

Richiesta del Gestore: DIR 039 del 11.04.2014 (E.prot DVA-2014-0010753 del 15/04/2014)

Gruppo Istruttore - Commissione IPPC	
Referente	Prof. Antonio Mantovani
Componente	Prof. Paolo Bevilacqua
Componente	Ing. Salvatore Tafaro
Componente	Ing. Antonio Voza

Regione Veneto	Ing. Roberto Morandi
Provincia Venezia	Ing. Francesco Chiosi
Comune Venezia	Prof.ssa Andreina Zitelli



## 1. INTRODUZIONE

### 1.1. Atti presupposti

Vista	l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata dal MATTM con protocollo DVA – DEC – 2010 – 0000898 del 30 Novembre 2010 e pubblicata sulla G. U. n. 3 del 05/01/2011
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-00-2012-000256 del 23/04/2012 (E.prot DVA-2012-00-000256 del 23/04/2012), che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale al Gruppo Istruttore così costituito: – Prof. Antonio Mantovani – Referente – Prof. Paolo Bevilacqua – Ing. Salvatore Tafaro – Ing. Antonio Voza
preso atto	che sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: – Ing. Roberto Morandi - Regione Veneto – Ing. Francesco Chiosi - Provincia di Venezia – Prof.ssa Andreina Zitelli - Comune di Venezia
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: – Dott. Luca Funari – Dott.ssa Sabrina Iacopini

### 1.2. Atti normativi

Visto	il DLgs n. 152/2006 “ <i>Norme in materia ambientale</i> ” G.U. It. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O e s.m.i.;
vista	la Circolare Ministeriale 13 Luglio 2004 “ <i>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 P</i> ”;
vista	la definizione ex-art. 5, comma 1, lettera l-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.: “ <i>l -bis ) modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto: la variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente. In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII indica valori di soglia, è sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa;</i> ”
visto	l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., che prevede che: 16. L'autorità competente, nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali: 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) è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente; 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 conseguenze; f) deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies.



visto	l'articolo 29-sexies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006, a norma del quale "I valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti.";
visto	l'articolo 29-septies del D.Lgs. n. 152/2006, 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;
visto	le linee guida generali o di settore adottate a livello nazionale per l'attuazione della Direttiva 2008/1/CE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 rappresenta recepimento integrale, che hanno recepito anche le linee guida a livello comunitario, e precisamente: - 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 decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubbl. sulla G.U. N. 135 del 13 Giugno 2005
esaminati	i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 rappresenta recepimento integrale, e precisamente il BRef: - "Mineral Oil and Gas Refineries" – Febbraio 2003

### 1.3. Attività istruttorie

Esaminata	l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata dal MATTM con protocollo DVA – DEC – 2010 – 0000898 del 30 Novembre 2010 e pubblicata su G. U. n. 3 del 05/01/2011
esaminata	la documentazione trasmessa dal Gestore DIR 039 del 11.04.2014 e acquisita al E.prot DVA-2014-0010753 del 15/04/2014 relativa alla modifica non sostanziale relativamente allo scorporo delle emissioni prodotte dalla caldaia HOT-OIL dalla Bolla di Raffineria;
esaminata	la comunicazione da DVA di avvio del procedimento ai sensi degli art. 7 e 8 della legge 241/90, ai sensi del D.Lgs. 152/06 come modificato dal D.Lgs. 128/10, relativamente alla modifica AIA, U.prot DVA-2014-0012712 del 05/05/2014;
vista	la documentazione integrativa del gestore, prot. DIR-066-2014 del 13 giugno 2014 (CIPPC 1215-14);
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 trasmessa dal Gestore e acquisita al E.prot DVA-2014-0012269 del 29-04-2014 relativa alla modifica non sostanziale per l'aggiornamento del cronoprogramma di avviamento e messa a regime seconda fase SME;
vista	la Relazione Istruttoria di ISPRA del 31.05.2014 redatta da: Dr. Luca Funari e Dr.ssa Celine N'Dong;
vista	la e-mail di trasmissione del parere Istruttorio, inviata per approvazione in data 30/06/2014 dalla segreteria IPPC al Gruppo Istruttore, avente prot. CIPPC -00 2014-0001232 del 30/06/2014.

## 2. IMPIANTO OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

Ragione sociale	ENI S.p.A.
Sede legale	Piazzale Enrico Mattei, 1 – 00144 Roma
Sede operativa	Via Dei Petroli 4 30175 VENEZIA (VE)
Tipo di impianto	Esistente
Codice e attività IPPC	Codice: 1.2 Raffinerie di Petrolio, 1.1 Impianti di combustione con potenza termica >50 MW
Gestore	ENI S.p.a.
Referente IPPC	Russo Luigi



### 3. DESCRIZIONE DELLA MODIFICA RICHIESTA

#### 3.1. Premessa

Con l'istanza di modifica, acquisita al prot. E.DVA-2014-0010753 del 15-04-2014, il Gestore ha avanzato una richiesta di modifica di quanto previsto nel PIC e nel PMC dell'AIA relativamente alle emissioni convogliate al camino E03, attualmente ricadente nel computo della Bolla di Raffineria.

#### 3.2. Stato attuale al camino E03

La Raffineria Eni di Venezia dispone di una caldaia denominata H-601 ed ubicata nell'area di Distillazione Primaria DP2, asservita al sistema di riscaldamento ad olio diatermico (Hot-Oil) di alcuni serbatoi di stoccaggio bitumi.

La caldaia H610 è alimentata con Fuel gas e Metano ed ha una potenzialità termica di progetto pari a circa 1,2 Gcal/h (ca. 1,4 MWt).

I fumi generati da tale caldaia sono convogliati unitamente con quelli prodotti dall'impianto di Distillazione Primaria DP2 al punto di emissione in atmosfera E03.

Attualmente l'impianto DP2 non è in esercizio e il camino E 03 è interessato dai soli fumi della Caldaia Hot Oil H601 di riscaldamento dei serbatoi di bitume, l'unità non è in produzione dal Novembre 2009 ed è stata posta in stato di conservazione come da lettera del Gestore DIR 144 del 12/12/2012 protocollo del MATTM E.DVA-2012-0030747 del 17/12/2012.

Il Gestore da riscontro che:

1. la caldaia H601 si configura come un unità di riscaldamento del parco serbatoi e non di impianto di processo;
2. il funzionamento della caldaia H601 è di tipo discontinuo;
3. la potenzialità termica della caldaia H601 è inferiore a 3 MWt e per tanto la stessa rientra tra le apparecchiature le cui emissioni sono scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico individuate dalla Parte I Allegato IV alla Parte V lettera dd) del Dlgs 152/06 e s.m.i., "Impianti di combustione alimentati a metano o GPL di potenza tecnica nominale inferiori a 3 MWt";
4. la potenzialità termica della caldaia H601 risulta inferiore all'1% della potenza termica complessiva di progetto dei forni/caldaie di raffineria rientranti nel calcolo di bolla.

La caratterizzazione delle emissioni prodotte dalla caldaia risulta in:

Parametro	Concentrazione mg/Nm <sup>3</sup>	Flusso di massa kg/h	Flusso di massa annuo kg/anno
SO <sub>2</sub>	70	0,1	500
NOx	256	0,4	2000
Polveri	5	0,007	0,35
CO	20	0,03	150

Nota: I flussi di massa annui sono stati calcolati sulla base dei dati comunicati dal gestore nella documentazione integrativa del giugno 2014 (DIR 066-2014), da cui risulta: "Alla massima capacità produttiva il volume dei fumi di combustione risulta pari a ca. 1450 Nm<sup>3</sup>/h. Il funzionamento previsto della Caldaia è pari complessivamente a ca. 5000 ore/anno".



### 3.3. Sintesi delle variazioni proposte

Per il camino E03 associato all'impianto DP2, il Gestore ha chiesto:

1. la modifica la tabella 4 del PMC, riguardante i punti di emissione rientranti in bolla vigente, con una nuova tabella 4 in cui viene esso viene scorporato;
2. l'inserimento del camino nella tabella 5 del PMC, riguardante i camini di raffineria che non rientrano nel calcolo della bolla monitoraggio discontinuo, adeguando il monitoraggio agli stessi per gli inquinanti di interesse, in particolare la nuova tabella proposta, di cui si riporta uno stralcio di interesse:

"Tabella 5 - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dei camini di raffineria non rientranti nel calcolo di bolla.

Inquinante/parametro	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO <sub>2</sub> NOx (come NO <sub>2</sub> ) CO Polveri Ossigeno Temperatura Portata	E3, E22, E23, E24, E25, E26, E27, E28	Periodico (semestrale)	rif. par. Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate"

### 3.4. Effetti ambientali

Il Gestore dichiara che la modifica non introduce alcuna variazione rispetto agli attuali consumi di materie prime ed ausiliarie e ai combustibili; non introduce variazioni rispetto alle attuali produzioni e consumi energetici, né incrementi nell'utilizzo della risorsa idrica o della produzione di scarichi; non introduce incrementi delle emissioni in atmosfera, della produzione di rifiuti, del rumore o degli odori.

Il Gestore ha fornito le schede C di domanda di AIA, di cui si riportano solo le due strettamente pertinenti:

<b>C ter.1 Impianto da autorizzare</b>
Indicare se l'impianto da autorizzare:  <input type="checkbox"/> Coincide con l'assetto attuale → non compilare la scheda C  <input checked="" type="checkbox"/> Nuovo assetto → compilare tutte le sezioni seguenti
La Raffineria intende scorporare le emissioni in atmosfera generate dalla caldaia Hot-Oil (H-610) dal calcolo della bolla di Raffineria, nella configurazione in cui l'impianto di Distillazione Primaria DP2 non sia in esercizio.



Addendum Cter.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato			
N° totale camini 28			
n° camino_3		Posizione amministrativa: art. 12 DPR 203/88	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
35 m	3,08 m <sup>2</sup> (I.D. 1,98 m)	DP2 H1	no
		DP2 H2	no
		DP2 H3	no
		HOT OIL - H610	no
Monitoraggio in continuo delle emissioni <sup>1</sup> : <input type="checkbox"/> si <input checked="" type="checkbox"/> no			
<sup>1</sup> Configurazione con impianto DP2 non in esercizio			

### 3.5. Cronoprogramma

Il Gestore dichiara a meno di differenti indicazioni da parte del MATTM, l'implementazione della modifica sopra descritta avverrà a partire da 60 giorni dalla sua trasmissione di comunicazione di richiesta di aggiornamento dell'AIA.

## 4. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE DEL G.I.

Il G.I. ritiene che, quanto riportato nella documentazione trasmessa dal Gestore contenga sufficienti elementi per motivare tecnicamente la richiesta di modifica non sostanziale.

Ritiene, in particolare, giustificata la richiesta del gestore, mirata a ridurre i costi inerenti il monitoraggio in continuo sul camino E03 attuando un monitoraggio discontinuo, semestrale, in quanto l'attività principale che convogliava i fumi a detto camino era la Distillazione Primaria DP2, che è stata dismessa da alcuni anni; attualmente, al punto di emissione E03 sono convogliati solo i fumi generati dalla caldaia "hot-oil", H610, alimentata con Fuel gas di raffineria e Metano, con una potenzialità termica di progetto di circa 1,4 MWt.

La modifica richiesta, quindi:

- non determina un incremento della capacità produttiva dell'impianto al di sopra dei valori di soglia previsti dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i.,
- non determina effetti significativi e negativi sull'ambiente, per cui le interazioni dello Stabilimento con l'ambiente, a valle delle modifiche proposte, saranno in linea con l'assetto emissivo attualmente autorizzato.

Il G.I. ritiene di accogliere solo parzialmente le richieste del gestore. In particolare, ritiene:



1. non accoglibile la richiesta del gestore tesa a far rientrare la caldaia "hot oil" tra le apparecchiature le cui emissioni sono scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico, individuate dalla Parte I Allegato IV alla Parte V lettera dd) del D.lgs.152/06 e s.m.i., "Impianti di combustione alimentati a metano o GPL di potenza tecnica nominale inferiori a 3 MWt" in quanto la stessa utilizza, oltre al metano, anche fuel gas di raffineria;
2. non accoglibile la richiesta di stralciare il camino E03 nella tabella 4 del PMC che elenca i camini da considerare ai fini del calcolo della bolla di raffineria;
3. accoglibile la richiesta di cambiamento del monitoraggio da continuo a periodico per le emissioni dal camino E03. Si conferma, quindi, il mantenimento del camino E03 nella tabella 4 del PMC che elenca i camini da considerare ai fini del calcolo della bolla di raffineria, apportando però due modifiche alla stessa:
  - a) passaggio da monitoraggio in continuo a periodico semestrale per i parametri: SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> (come NO<sub>2</sub>), CO, Polveri, Ossigeno, Temperatura e Portata;
  - b) considerare, ai fini del rispetto dei limiti per il camino E03, i seguenti flussi massimi di massa orari e annui; i flussi di massa annui saranno utilizzati per il calcolo della bolla di raffineria:

Parametro	Limiti	
	Flussi di massa orari kg/h	Flussi di massa annui kg/anno
SO <sub>2</sub>	0,1	500
NO <sub>x</sub>	0,4	2000
Polveri	0,007	0,35
CO	0,03	150

#### **4.1. Modifiche al PIC di cui al decreto AIA**

Nessuna.

#### **4.2. Modifiche al PMC di cui al decreto AIA**

Il Piano di Monitoraggio e Controllo allegato al Decreto di AIA viene adeguato al presente PIC (par. 4, punto 3 dell'elenco sopra - "richiesta accoglibile").

#### **4.3. Tariffa**

La Commissione IPPC ritiene congrua la tariffa versata pari all'importo minimo di € 2.000,00.



**ISPRA**

Istituto Superiore per la Protezione  
e la Ricerca Ambientale



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

E,prot DVA-2014-0024858 del 25/07/2014

**22 LUG. 2014**

**030359**



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 ENI S.p.A. –  
Raffineria di Venezia – Procedimento di modifica ID 6/744**

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/MATM sull'attività PPC *ad interim*  
Dott. Claudio Campobasso

All. c.s.



**Decreto legislativo del 18 febbraio 2005, n. 59**  
(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**  
**(articolo 6)**

**GESTORE**  
**LOCALITÀ**

**ENI SPA**  
**PORTO MARGHERA (VE)**

**DATA DI EMISSIONE**  
**NUMERO TOTALE DI PAGINE**

**7 Luglio 2014**  
**50**



## INDICE

PREMESSA.....	3
Finalità del piano .....	3
Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano .....	3
Nota alle modifiche apportate al PMC allegato al decreto AIA.....	5
AUTOCONTROLLI DEL GESTORE.....	6
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME .....	6
1.1 Consumi/Utilizzi di materie prime .....	6
1.2 Caratteristiche dei combustibili .....	7
1.3 Consumi idrici .....	8
1.4 Consumi energetici .....	8
1.5 Bilancio dello zolfo.....	9
2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA .....	9
2.1 Emissioni convogliate.....	9
2.2 Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative .....	12
2.3 Monitoraggio dei transitori della CTE (COGE) .....	15
2.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore .....	16
2.5 Sistema torcia.....	16
2.6 Metodi di misura.....	17
2.7 Campionamento del gas (automatico o manuale).....	17
2.8 Metodi di analisi .....	18
3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA.....	18
3.1 Scarichi e prelievi idrici e relative prescrizioni .....	18
4. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE.....	21
5. MONITORAGGIO SERBATOI e pipe-way .....	21
6. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA.....	22
7. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI .....	23
8. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI .....	24
9. MONITORAGGIO ODORI .....	24
10. IMPIANTO STAP.....	25
10.1 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME .....	25
10.2 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA.....	26
10.3 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA .....	27
10.4 MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE.....	27
10.5 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	27
10.6 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	27
10.7 METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI .....	27
11 ATTIVITA' DI QA/QC.....	35
12 RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO .....	38
REPORTING.....	39
13 Comunicazione dei risultati del Piano di Monitoraggio e Controllo.....	39
ALLEGATO 1 .....	47



## **PREMESSA**

La presente formulazione del Piano di monitoraggio e controllo (PMC), redatta da ISPRA, aggiorna il Piano di monitoraggio e controllo allegato al Decreto AIA prot. DSA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010 e pubblicato G.U. il 5/1/2011, in esito alla procedura avviata dal MATTM con U.prot DVA-2012-0031249 del 20/12/2012 (ID 480) per l'Aggiornamento dell'AIA, Richiesta di Modifica Non Sostanziale (D.Lgs. 3 aprile 2006. n.152 e s.m.i., Art 29 -nonies- comma 1), *-Introduzione nello schema di raffinazione di un ciclo "green" al fine di produrre "green fuels" da biomasse oleose a basso costo-*.

Il Gestore deve attuare il presente Piano di monitoraggio e controllo (PMC) quale parte fondamentale della autorizzazione integrata ambientale (AIA), rispettando frequenza, tipologia e modalità dei diversi parametri da controllare. Potranno, su proposta motivata di ISPRA e/o del Gestore, essere valutate eventuali proposte di revisione del presente Piano di monitoraggio e controllo, o di parte di esso, qualora l'esercizio effettivo dell'impianto lo rendesse necessario.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e misura devono garantire il rispetto delle norme previste in materia di sicurezza ed igiene del lavoro (DPR 547/55, DPR 303/56, DPR 164/56, DLgs 626/94 e successive modifiche).

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

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

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

Per quanto non specificato nel presente Piano di monitoraggio e controllo resta valido quanto indicato dal Gestore nel documento "Allegato E4 Rev. 1 - Piano di Monitoraggio e Controllo", 30 Giugno 2008 rev. 1.

## **FINALITÀ DEL PIANO**

In attuazione dell'art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il presente PMC ha la finalità principale della pianificazione degli autocontrolli e delle verifiche di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

## **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 DI MONITORAGGIO

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 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.

<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, hanno avuto esito positivo.



**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 di AIA prot. DVA – DEC – 2010 – 0000898 del 30 Novembre 2010 e pubblicato sulla G. U. n. 3 del 05/01/2011.

Il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti modifiche al decreto di AIA prot. DVA – DEC – 2010 – 0000898 del 30 Novembre 2010:

1. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2012-0031249 del 20/12/2012, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per l'integrazione del tradizionale schema di raffinazione con un Ciclo "Green". (ID 6/480);
2. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2013-0017760 del 29.07.2013, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per lo scorporo delle emissioni dalla caldaia Hot-Oil dalla bolla di Raffineria (ID 6/744).

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	PMC Raffineria ENI di Venezia	16.11.2010	PMC originario di AIA
1	PMC 1 Raffineria ENI di Venezia	30/1/2014	Aggiornamenti pag. 6 'Approvvigionamento e gestione materie prime'
2	PMC 2 Raffineria ENI di Venezia	7/7/2014	Aggiornamenti pagg. 3-5 'Premessa'; pag. 10 'Monitoraggio delle emissioni in aria'

Resta, a cura del Gestore, **l'obbligo di estendere i controlli**, ove non espressamente specificato o particolareggiato, a **TUTTE le nuove installazioni occorse per effetto delle modifiche impiantistiche** sopra menzionate (es. programma LDAR, ispezione periodica dei serbatoi, monitoraggio delle emissioni odorigene, controllo delle linee di movimentazione di materie prime, prodotti e combustibili, etc.).



**AUTOCONTROLLI DEL GESTORE**

**1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME**

**1.1 Consumi/Utilizzi di materie prime**

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

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

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

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Greggio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Semilavorati	Pesatura all'ingresso o volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Idrogeno	Contatore e flange di misura	Tonn	Giornaliera	
Additivi blending	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Chemicals impianti	Bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Metano	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Fuel gas	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Fuel gas AP	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Gasolio	Contatori su singole utenze	Tonn	Giornaliera	
Fuel oil	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Olio vegetale raffinato	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Nafta full-range	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	

Per le altre materie prime e ausiliarie dell'impianto, il Gestore dovrà effettuare gli opportuni controlli alla ricezione e successivamente compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

In assenza di un sistema di contatori del consumo di combustibili sulle singole utenze il Gestore può prevedere, in prima applicazione, la misura dei singoli flussi di combustibile aggregati per sorgenti, come da piano di monitoraggio per le emissioni di CO<sub>2</sub>, effettuando invece un calcolo o una stima dei consumi dei diversi combustibili sulle singole utenze. In ogni caso il Gestore deve presentare entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA un idoneo piano di fattibilità delle misure sulle singole utenze da attuare entro i termini di validità dell'AIA.



## 1.2 Caratteristiche dei combustibili

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

### Metano

Il Gestore dovrà provvedere a fornire, con cadenza annuale, copia dei verbali di misura giornalieri relativi al gas naturale riportanti i quantitativi prelevati durante l'anno con le relative caratteristiche.

### Fuel oil

Per l'olio combustibile (fuel oil) deve essere prodotta una scheda tecnica (prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente. 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 s.m.i.; 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.

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Acqua e sedimenti	%v	mensile	UNI 20058*
Viscosità a 50°C	°E	mensile	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	mensile	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/m <sup>3</sup>	mensile	UNI EN ISO 3675/12185
Punto di scorr. sup.	°C	mensile	ISOP 3016
Asfalteni	%p	mensile	IP143
Ceneri	%p	mensile	EN ISO 6245*
HFT	%	mensile	IP375
PCB/PCT	mg/kg	mensile	EN 12766*
Residuo Carbonioso	%p	mensile	ISO 6615*
Nickel + Vanadio	mg/kg	mensile	UNI EN ISO 13131*
Sodio	mg/kg	mensile	UNI EN ISO 13131 IP288
Zolfo	%p	mensile	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*

### Gasolio

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

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.



Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	%p	annuale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	%v	annuale	UNI 20058*
Viscosità a 40°C	°E	annuale	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	annuale	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/m <sup>3</sup>	annuale	UNI EN ISO 3675/12185
PCB/PCT	mg/kg	annuale	EN 12766*
Nickel + Vanadio	mg/kg	annuale	UNI EN ISO 13131*

### 1.3 Consumi idrici

In relazione al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendolo nelle diverse tipologie (acqua mare, acqua demi, acqua potabile, acqua industriale, acqua da recupero, ecc.). Le registrazioni dei consumi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.) e le fasi di utilizzo secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 2; deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 2 - Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata m <sup>3</sup> /mese	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua mare	Contatore			Mensile	database in formato elettronico e registro d'impianto
Acque Superficiali (da acquedotto CUA1)	Contatore				
Acqua potabile (da acquedotto VESTA)	Contatore/ Misuratore di portata				
Acqua da impianto di depurazione	Contatore/ Misuratore di portata				

### 1.4 Consumi energetici

Si devono registrare, con cadenza giornaliera, i consumi di energia elettrica ricevuta (assorbita) da rete di trasmissione nazionale e i consumi di energia elettrica e termica autoprodotta e quella ceduta a terzi secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 3. Il Gestore dovrà altresì compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 3 - Consumi di energia elettrica e termica

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



Energia importata	Contatore		Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Energia autoprod.	Contatore		Giornaliera	
Energia ceduta a terzi	Contatore		Giornaliera	

### 1.5 Bilancio dello zolfo

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

## 2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

### 2.1 Emissioni convogliate

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenza stabilite nelle successive tabelle n°4, n°5 con un Report annuale.

#### A) Camini con emissioni autorizzate rientranti nel calcolo di bolla e relative prescrizioni di monitoraggio.

Emissioni continue (24 h/giorno):

- Camino E3 dall'Unità di distillazione primaria DP2 e dal riscaldatore hot-oil H-610;
- Camino E8;
- Camino E12, dall'Unità reforming catalitico RC3 B;
- Camino E14 dall'Unità reforming catalitico RC3 C;
- Camino E15 dall'Unità di isomerizzazione;
- Camino E16 dall'Unità desolforazione HF1;
- Camino E17 dall'Unità desolforazione HF2 e dall'Unità recupero zolfo RZ1 e RZ2;
- Camino E18 dal COGE e dall'Unità di distillazione primaria DP3;
- Camino E20 dall'Unità Visbreaking/Termal cracking.

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

**Tabella 4 - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai Camini di Raffineria che rientrano nel calcolo della Bolla.**

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	E18 <sup>2</sup> , E20, E17 <sup>3</sup>	Continuo	NDIR

<sup>2</sup> In aggiunta ai sistemi esistenti di monitoraggio in continuo delle emissioni dalla caldaia B02 e dal turbogas/caldaia recupero TG01+B01(flussi che verranno convogliati in futuro al camino denominato **E18\_COGE**), **entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA** il Gestore deve completare la realizzazione del monitoraggio in continuo del contributo dell'unità DP3 alle emissioni del camino E18 (che verrà in futuro denominato **E18\_DP3**).

<sup>3</sup> **Entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA** il Gestore deve installare uno SME sul Camino E17



NOx (come NO <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ] CO [mg/Nm <sup>3</sup> ] PTS [mg/Nm <sup>3</sup> ] Ossigeno Vapore acqueo (*) Temperatura Portata			Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] NOx (come NO <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ] CO [mg/Nm <sup>3</sup> ] PTS [mg/Nm <sup>3</sup> ] Ossigeno Vapore acqueo Temperatura Portata	E18 (**)  E03 <sup>4</sup>  E08, E12, E14, E15, E16, E17 <sup>2</sup> (***)	Semestrale	NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
H <sub>2</sub> S <sup>5</sup> NH <sub>3</sub> Benzene COV Efficienza rimozione	E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20	Semestrale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
CO <sub>2</sub>	E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20	Calcolato	EPA 3C/96
Arsenico Cadmio Cloro COV Cromo VI Rame Fluoro Mercurio Nichel Piombo Selenio Zinco Vanadio PM <sub>10</sub>	E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

<sup>4</sup> Per il Camino E03 ai fini del rispetto dei limiti per il Camino E03, il Gestore deve considerare i seguenti flussi massimi di massa orari e annui; i flussi di massa annui saranno utilizzati per il calcolo della Bolla di Raffineria:

Parametro	Limiti	
	Flussi di massa orari kg/h	Flussi di massa annui kg/anno
SO <sub>2</sub>	0,1	500
NOx	0,4	2000
Polveri	0,007	0,35
CO	0,03	150

<sup>5</sup> Per il Camino E17 misure di H<sub>2</sub>S e della Resa di conversione in ingresso ed in uscita da RZ1 e RZ2.



IPA			
CH <sub>4</sub> [Ton] N <sub>2</sub> O [Ton] SO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] CFC HCF PFC PCB	Camino E18	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

(\*) Il tenore di vapore acqueo potrà essere verificato mensilmente, se non misurato in continuo.

(\*\*) Entro 12 mesi dal rilascio dell'ALA il Gestore deve completare la realizzazione del monitoraggio in continuo del contributo dell'unità DP3 alle emissioni del camino E18.

(\*\*\*) Entro 36 mesi dal rilascio dell'ALA il Gestore deve installare gli SME sui restanti camini rientranti nel calcolo della bolla (camini: E08, E12, E14, E15, E16).

#### Flussi di massa

Con riferimento al § 9.2.1 del PIC, per la verifica della conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione (bolla) il Gestore dovrà fornire i valori calcolati su base annuale dei flussi di massa della Raffineria riferiti agli effluenti SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Polveri e CO.

#### **A) Camini con emissioni autorizzate non rientranti nel calcolo di bolla e relative prescrizioni di monitoraggio.**

Sono presenti le seguenti sorgenti di emissioni discontinue:

- Camino E21 da riscaldamento serbatoio bitume 601
- Camino E22 da riscaldamento serbatoio bitume 602
- Camino E23 da riscaldamento serbatoio bitume 603
- Camino E24 da riscaldamento serbatoio bitume 604
- Camino E25 da riscaldamento serbatoio bitume 605
- Camino E26 da riscaldamento serbatoio bitume 606
- Camino E27 da riscaldamento serbatoio bitume 607
- Camino E28 da riscaldamento serbatoio bitume 608
- Camino n° S 29 da URV caricamento benzine ZNE
- Camino n° S 31 da URV serbatoi bitume
- Camino n° S 30 da URV caricamento bitume
- Camino n° S 32 da RC3 – CCR
- Camino n° S 33 da RC3
- Camino n° S 35/1.../26 da Cappe laboratorio
- Camino n° S 37 da Cappe laboratorio DP2
- Camino n° S 38 da Cappe laboratorio SOIMOVSPED (Dogane)
- Camino n° S 36 da Cappe laboratorio SOI CARB
- Camino n° S39 da Torcia
- Camino n°S42 da URV caricamento benzine NAVI

Inoltre si ha la seguente emissione continua:

- Camino n°S43 da Copertura vasche API



**Tabella 5 - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai Camini di Raffineria non rientranti nel calcolo di Bolla.**

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO <sub>2</sub> NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ) CO PTS Ossigeno Tempertaura Portata	E21, E22, E23, E24, E25, E26, E27,E28	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
Benzene COV Efficienza rimozione	Unità Recupero Vapori: S29, S30, S31, S32, S33, n° S35/1..../26, S37, S38, S36, S39, S42	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
Benzene COV	S43 <sup>6</sup>	Mensile/ (Semestrale) <sup>7</sup>	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate.

Inoltre, durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming catalitico si prescrive il controllo della presenza di diossine (PCDD/PCDF) attraverso il campionamento e analisi del gas di rigenerazione nel punto di prelievo idoneo.

Altre indicazioni:

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

## 2.2 Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative

Il Gestore deve presentare, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, un programma scritto di LDAR ed un database che contengano:

<sup>6</sup> Le misure di COV devono essere effettuate a monte e a valle del sistema di abbattimento del punto di emissione S43.

<sup>7</sup> Nei primi sei mesi di funzionamento dovranno essere effettuate misure mensili per determinare l'efficienza (durante il quale non si applica il limite); successivamente ogni sei mesi (il rendimento minimo del sistema di abbattimento delle COV al camino S43 è dell'80%).



- a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20 °C, sigla del componente rintracciabile sull'impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni / non contenente cancerogeni);
- b) costruzione di un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office – MS Access". Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con query di verifica dei seguenti argomenti:
  - data di inserimento del componente nel programma LDAR,
  - date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" della riparazione e motivo,
  - numero di monitoraggi realizzati nel trimestre,
  - numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
  - calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
  - numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
  - qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma;
- c) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
- d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "*emettitori cronici*";
- e) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
- f) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
- g) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
- h) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
- i) le procedure di QA/QC.

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

- il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
- la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
- le apparecchiature utilizzate;
- i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
- le condizioni climatiche presenti;
- il rumore di fondo riscontrato;
- la percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato considerando i tre range di rispetto: >10000 ppmv, 10000-1001 ppmv e 1000-0 ppmv;
- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione.

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm<sub>volume</sub> espressi come CH<sub>4</sub>) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:



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

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

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

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione sono anche essi indicati nella tabella 6.

**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	Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% ed annuale dopo 5 periodi di perdite inferiori al 2%). Annuale se intercettano correnti con sostanze non cancerogene.	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi contenenti alte concentrazioni di benzene l'intervento deve iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale		
Tenute dei compressori	Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene.		
Valvole di sicurezza	Immediatamente		
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente	Immediatamente	Annotazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione / manutenzione
Componenti difficili da raggiungere	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente		
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro		



Il Gestore può proporre all'Ente di controllo un programma e procedure equivalenti purché questi ultimi siano di pari efficacia.

In ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte.

### 2.3 Monitoraggio dei transitori della CTE (COGE)

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.

**Tabella 7: Prescrizioni sui Transitori**

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
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 ciascuna 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 (freddo, tiepido, caldo e di integrazione), dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

#### **2.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore**

Per i punti di emissione convogliata relativi a eventuali gruppi termici ritenuti non significativi dal Gestore (gruppi di emergenza, motopompe antincendio, ecc.) si richiede un Rapporto tecnico con cadenza annuale che, per ciascun punto di emissione individuato con coordinate geografiche WGS 84, riporti le informazioni indicate nella seguente Tabella 8.

**Tabella 8: Informazioni relative ai punti di emissione convogliata non significativi**

<b>Parametro</b>	<b>Limite/Prescrizione</b>	<b>Tipo di verifica</b>	<b>Monitoraggio/ registrazione dati</b>
Alimentazione a gasolio	Utilizzo di gasolio	Misura continua del flusso	Annotazione, ad accensione, su file della quantità di combustibile impiegato
Tempo di utilizzo	Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo dei motori	Annotazione su file dei tempi di esercizio
Emissioni di inquinanti rilevanti	Registrazione delle emissioni di SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , CO e Polveri	Misura/stima annuale	Annotazione su file degli inquinanti rilevati

#### **2.5 Sistema torcia**

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

La valutazione del flusso di massa che viene avviato alla torcia non può quindi essere valutato dalla semplice determinazione della velocità di flusso, ma risulta necessario determinarne anche la composizione. Inoltre, poiché il sistema di torcia è integrale al sistema di sicurezza da sovrappressioni, il metodo di misura del flusso deve essere tale da determinare il minimo di perdite di carico nel collettore di torcia al fine di non incrementare la contropressione nel collettore stesso.



Quindi i dispositivi di misura debbono essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura ma anche in termini di minime perdite di carico.

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

La composizione del gas avviato alla torcia può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente. La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo. Un incremento del flusso sopra una certa "soglia" può essere utilizzato come avvio dell'operazione manuale o strumentale di campionamento. Se l'evento di sfiaccolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto. Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una "soglia" di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. **La soglia è stabilita in 1100 kg/h.** Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" ( $\cong 1$  m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le caratteristiche specificate nel successivo paragrafo "metodi di misura", tale valore corrisponde a circa 10 volte il minimo flusso determinabile al più basso valore del range (nell'intervallo di  $\pm 5\%$  di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la "soglia" deve essere modificata.

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

## 2.6 Metodi di misura

### Flussimetro

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

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

## 2.7 Campionamento del gas (automatico o manuale)

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

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



- Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla “soglia” di 1100 kg/h, un campione manuale deve essere preso ad intervalli di 15 minuti;
  - I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo “*Metodi di analisi*”.
- b. Campionamento automatico
- Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla “soglia” di 1100 kg/h, un campione automatico deve essere preso ad intervalli di 15 minuti ed il campionamento deve continuare fino a che il flusso del gas inviato alla torcia, per ogni successivo intervallo di 15 minuti, non sia inferiore a 1100 kg/h.
  - Se è scelta la modalità di ottenimento di un campione integrato su tutto l’intervallo di superamento della soglia di 1100 kg/h deve essere preso un campione ogni 15 minuti fino al riempimento del contenitore del campionatore automatico. Se, in relazione alla necessità di campionare ulteriormente dovuta al prolungarsi dell’evento di sfiaccolamento, il contenitore deve essere sostituito con uno vuoto ciò deve avvenire nell’intervallo di tempo non superiore all’ora. Il contenitore del campione deve comunque essere sostituito per eventi superiori alle 24 ore.
  - I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo “*Metodi di analisi*”.

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

## **2.8 Metodi di analisi**

Campionamento automatico e campionamento manuale

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

Analizzatori automatici

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

Il Gestore può proporre all’Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall’Ente di controllo sia intervenuta un’inesattezza nell’indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad all’Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

## **3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA**

### **3.1 Scarichi e prelievi idrici e relative prescrizioni**

Per lo scarico finale SM1, per gli scarichi parziali SM2 e SM3 e per le opere di presa AL1 (acqua mare di raffreddamento) e AQ1 (acquedotto CUA1) viene fissata una frequenza degli autocontrolli trimestrale su tutti i parametri del DM 30/07/99 (Tabella A, Sezioni 1, 2 e 3, ad eccezione di:



argento, berillio, selenio, tensioattivi anionici, tensioattivi non ionici, pesticidi organo fosforici, erbicidi e assimilabili, solfuri, solfiti, cromo VI, clorito, bromato, Tributilstagno, fenoli totali. I parametri IPA, diossine e PCB dovranno essere determinati mediante tecnica HRGC/HRMS). Sullo scarico finale SM1 è richiesto inoltre un monitoraggio come indicato in tabella 9. Il Gestore dovrà altresì compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 9 - Monitoraggio dello Scarico SM1

Inquinante/ Parametro	Tipo di verifica/ frequenza	Tipo di campione
Flusso	Mediante calcolo indiretto	
Solidi sospesi totali	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
BOD <sub>5</sub>	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
COD	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cromo IV	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cianuri totali (come CN)	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Solfuri	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto ammoniacale (espresso come NH <sub>4</sub> )	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto nitroso (come N) Azoto nitrico (come N)	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Oli e grassi	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Idrocarburi totali	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Fenoli	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Solventi organici aromatici (come BTEX)	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
MTBE / ETBE	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto totale	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Vanadio	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Benzene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Toluene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Xilene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
AOX	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
TOC	Misura Trimestrale	

Il controllo dell'innalzamento termico indotto allo scarico lagunare dall'acqua mare di raffreddamento impianti è eseguito, con frequenza annuale (nel periodo luglio-agosto), per ottemperare alla normativa.



E' prescritto inoltre il monitoraggio in continuo (\*):

<i>Punto di verifica</i>	<i>Parametri da analizzare</i>
Opera di presa AL1 - Acqua mare di raffreddamento	Flusso
Opera di presa AQ1 acquedotto CUA1	Flusso
Pozzetto terminale dello scarico SM1	Flusso <sup>6</sup>
Pozzetto terminale dello scarico SM2	Flusso <sup>8</sup> Temperatura, pH, conducibilità elettrica
Pozzetto terminale dello scarico SM3	Flusso <sup>6</sup> Temperatura, pH, conducibilità elettrica

(\* ) *La Raffineria dovrà installare i misuratori in continuo di temperatura, pH e conducibilità elettrica agli scarichi SM2 e SM3 entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA.*

Con cadenza trimestrale, dovrà essere trasmesso anche al Magistrato alle Acque quanto segue:

- a) i risultati di tutti i controlli periodici;
- b) ogni variazione riguardante, il ciclo produttivo, di depurazione delle acque, della rete di prelievo e scarico.

I rapporti di prova relativi ai risultati delle analisi dovranno riportare i valori analitici ottenuti nelle singole determinazioni accompagnati dall'incertezza di misura e dal limite di rilevabilità associati ad ogni metodo analitico applicato.

L'Autorità Competente si riserva comunque, di prelevare in qualsiasi momento campioni di reflui dei punti di controllo e sulle opere di presa previste.

Il rispetto dei valori limite non potrà in alcun caso essere conseguito mediante diluizione.

Qualora si dovessero verificare temporanee anomalie nel funzionamento degli impianti di depurazione o incidenti di lavorazione con spandimenti di sostanze inquinanti e/o pericolose nelle acque lagunari la Ditta intestataria della presente autorizzazione è tenuta a darne tempestiva comunicazione anche al Magistrato alle Acque.

La ditta intestataria della presente autorizzazione dovrà dichiarare all'Ente di controllo e al Magistrato alle Acque, nell'ambito del reporting annuale che deve essere trasmesso entro il 30 aprile di ogni anno, come prescritto nel presente piano di Monitoraggio e Controllo, il quantitativo complessivo di reflui scaricati dagli scarichi oggetto della presente autorizzazione e dei consumi idrici (distinti in acqua lagunare, acqua industriale, acqua potabile, acqua per prove antincendio) espresso in m<sup>3</sup>/anno.

Altre indicazioni relative al monitoraggio delle emissioni in acqua:

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

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

<sup>8</sup> I flusso ai punti di scarico SM1, SM2, SM3 verranno misurati mediante monitoraggio indiretto



#### 4. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE

Il monitoraggio delle acque sotterranee è già posto in essere dal Gestore nell'ambito degli interventi derivanti dagli adempimenti di legge ex DM 471/99.

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

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

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

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

- sono già dotati di doppio fondo e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri;
- sono già dotati di guaina sui tubi di sonda e guida e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri.
- sono dotati di vernice termo riflettente e dei serbatoi di stoccaggio di benzina finita per i quali è prevista l'applicazione della vernice termoriflettente (D.Lgs 152 parte V – Titolo I – Allegato VII); Deve essere previsto un programma di manutenzione al fine di assicurare un valore di riflessione non inferiore al 45%. Il programma delle manutenzioni deve essere conservato dal responsabile del terminale e reso disponibile a richiesta delle amministrazioni competenti.
- all'interno dei bacini di contenimento, sono già dotati della canaletta perimetrale di raccolta e convogliamento di eventuali trafile di prodotto e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri;

Il suddetto elenco dovrà essere regolarmente aggiornato anche su eventuali planimetrie.

Sempre in sede di reporting periodico, devono inoltre essere indicate in elenco e in planimetria le *pipe-way* con accoppiamenti flangiati critici (in relazione alla tipologia di flusso e alle condizioni di esercizio) e i dispositivi di contenimento adottati e quelli che dovranno essere adottati nei successivi 2 semestri.

Il Gestore nel report annuale fornisca gli stati di avanzamento delle attività di cui sopra dai quali emergano gli interventi completati e quelli da realizzare/completare.

Inoltre, il Gestore deve predisporre, entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, un programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici di impianto e del deposito nazionale. Suddetto piano deve prevedere che in ogni semestre sia stata effettuata:

- una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più di cinque anni;
- o in alternativa
- un monitoraggio mediante emissioni acustiche e/o altra tecnologia equivalente dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più delle possibilità di ulteriore esercizio risultante dal monitoraggio e comunque che non sia datata più di cinque anni.



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

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

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

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

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

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

## **6. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA**

Il Gestore, al fine di mantenere sotto controllo la rete di convogliamento delle acque oleose di raffineria deve presentare un piano di verifica pluriennale dei tratti di fognatura "oleosa". A tal fine il Gestore presenterà all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 180 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo un piano di ispezione della rete fognaria che deve svilupparsi nel corso dei sei anni di validità del presente piano di monitoraggio e controllo.

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

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

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

Il Gestore deve realizzare un data base elettronico con indicati i tratti di fognatura da collaudare, la data di collaudo presunta, le date di inizio e fine della prova di collaudo, l'indicazione del nome della Ditta o il nominativo del personale interno incaricato della prova ed il relativo esito, le date di inizio e fine della ispezione televisiva (eventuale) ed il relativo esito, i lavori nell'evenienza realizzati e/o pianificati ( in quest'ultimo caso con le date presunte di inizio e fine dei lavori) di ripristino funzionale del tratto di fognatura. Il database deve essere conservato dal Gestore per il periodo di validità del presente piano di monitoraggio e controllo ed aggiornato con una cadenza temporale minima di sei mesi, anche al fine di dimostrare all'Ente di controllo la realizzazione del piano di ispezione.



## 7. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Si richiede di effettuare nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della raffineria nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico. Tuttavia, occorrerà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno entro un anno dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale e successivamente ogni 2 anni dall'ultima campagna acustica effettuata.

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.

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

Tabella 10 - Metodi di valutazione delle emissioni sonore

Parametro	Tipo di determinazione	UM	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Punti di monitoraggio	Frequenza	Controllo ente preposto
Livello di emissione			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	Misure dirette discontinue	dB(A)	Stima			



## 8. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

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

Il Gestore deve verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese lo stato di giacenza dei depositi temporanei ai fini della verifica del rispetto del criterio temporaneo (periodo massimo di stoccaggio: 3 mesi), sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi secondo le modalità indicate in tabella 11. Devono altresì essere controllate le etichettature.

**Tabella 11: monitoraggio depositi dei rifiuti**

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

Inoltre, il gestore deve comunicare all'Autorità Competente per il controllo entro il mese di maggio di ogni anno la quantità di rifiuti prodotti e le percentuali di recupero degli stessi, relativi all'anno precedente (reporting annuale).

I rifiuti prodotti in aggiunta a quelli indicati dal gestore nella domanda di AIA devono essere comunicati all'autorità competente preposta per il controllo nel reporting annuale.

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

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

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

## 9. MONITORAGGIO ODORI

Il Gestore deve organizzare un sistema di audit interno volto alla individuazione, in particolare durante i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre, di sorgente di emissione di sostanze odorogene all'interno della raffineria.

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



Il Gestore per l'espletamento dell'audit può utilizzare un protocollo di monitoraggio sviluppato internamente e inserito all'interno del sistema di gestione ambientale.  
Si raccomanda di seguire, per quanto possibile, il protocollo qui suggerito e derivato dalla VDI 3940 "Determination of odorants in ambient air by field inspection" (cfr. Allegato 1).

### **10. IMPIANTO STAP**

Le attività di ENI R&M Raffineria di Venezia comprendono anche lo Stabilimento di Produzione Lubrificanti di Porto Marghera per oli lubrificanti e grassi.

#### **10.1 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME**

##### **Consumi/Utilizzi di materie prime, prodotti e combustibili**

Devono essere registrati almeno i consumi di gasolio, oli base, glicole, additivi, grassi, oli e anticongelanti secondo le modalità riportate nella seguente tabella 12.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

**Tabella 12 - Consumi di materie prime e combustibili**

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gasolio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Oli base	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Glicole	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Additivi	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Grassi	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Oli e anticongelanti	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	

##### **Consumo di risorse idriche**

Il prelievo di acqua dall'acquedotto comunale VESTA, deve essere tenuto sotto controllo.

Le registrazioni dei consumi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso igienico/sanitario); deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

**Tabella 13 - Consumi idrici**

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata m <sup>3</sup> /mese	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
---------------------------------	---------------	------------------	--	-------------------------	---



Acqua da acquedotto VESTA	Contatore			Mensile	database in formato elettronico e registro d'impianto
------------------------------	-----------	--	--	---------	--

## 10.2 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

### Emissioni convogliate e diffuse

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenza stabilite nella successiva tabella n°14 con un Report annuale.

Nell'impianto STAP sono presenti le seguenti sorgenti di emissioni discontinue (che non concorrono al calcolo della bolla di raffineria):

- Camino 1 da produzione grassi
- Camino 2 da impianto di emergenza
- Camino 3 da produzione del grasso con sapone all'alluminio complesso
- Camino 17 da reparto miscelazione oli
- Camino 18 da reparto miscelazione oli
- Camino 22 da reparto produzione prodotti speciali
- Camino 23 da Centrale Termica

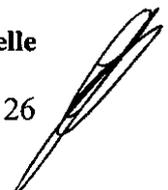
**Tabella 14 - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai Camini dell'impianto STAP non rientranti nel calcolo di Bolla.**

Inquinante/ Parametro	Limiti/ Prescrizioni	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ] CO [mg/Nm <sup>3</sup> ] PTS	-	23 <sup>9</sup>	Annuale	NDIR Opacimetro Paramagnetico
CO <sub>2</sub>			Calcolato	EPA 3C/96
PTS [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Limite come da autorizzazione	3,1,22,17,18,2	Annuale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
COV	Limite come da autorizzazione	3, 1, 22, 17, 18,2		

Tutti i punti di emissione sopraelencati devono essere controllati annualmente.

<sup>9</sup> La Centrale termica rientra nella categoria di attività di cui all'art. 269, comma 14, lettera h) del D.Lgs. 152/06 "impianti di combustione connessi alle attività di stoccaggio dei prodotti petroliferi funzionanti per meno di 2200 ore annue, di potenza termica nominale inferiore a 5 MW se alimentati a metano o GPL ed inferiore a 2,5 MW se alimentati a gasolio" e pertanto non è sottoposta ad autorizzazione. La CT STAP è alimentata a gasolio ed ha una potenza termica di 2,1 MW.

Nella Relazione annuale prescritta dal presente PMC il Gestore dovrà confermare il rispetto delle condizioni sopra previste e dovrà dichiarare le ore annue di funzionamento.





### 10.3 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Le acque circolanti nella rete fognaria STAP sono assimilabili a quelle normalmente circolanti nella rete fognaria della raffineria, previo passaggio in una serie di vasche di decantazione interne al sito STAP. Pertanto fare riferimento a quanto richiesto nel precedente paragrafo sul monitoraggio di emissioni in acqua della raffineria.

### 10.4 MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE

Fare riferimento a quanto riportato all'equivalente paragrafo della raffineria.

### 10.5 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

L'impianto STAP ricade all'interno del perimetro del Comune di Venezia ed in base alla zonizzazione acustica risulta localizzato su di un'area di classe acustica VI.

Pertanto si può fare riferimento a quanto richiesto nel precedente paragrafo sul monitoraggio dei livelli sonori della raffineria

### 10.6 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Per il monitoraggio dei rifiuti dello STAP si può fare riferimento a quanto riportato nell'equivalente paragrafo della raffineria.

### 10.7 METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI

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

#### Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e 101,3 kPa. Inoltre, debbono essere normalizzati al 15 % di ossigeno per combustibili gassosi (fuel gas) e al 15 % di ossigeno per combustibili liquidi (fuel oil).

Tabella 15 - Metodi di analisi in continuo

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



	Polveri	UNI EN 13284-2, EN 13284-2, ISO 10155
	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Flusso	ISO 14164
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.

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

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

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

**Norma UNI EN 13284-1:2003** - Misura di particolato a basse concentrazioni (<50 mg/Nm<sup>3</sup>).

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO<sub>2</sub> e NO<sub>2</sub>. Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

**Norma UNI EN 14791:2006 per SO<sub>2</sub>** .

**Norma UNI EN 14792:2006 per NO<sub>x</sub>**.

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

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

**Norma UNI EN 14789:2006** per O<sub>2</sub> in flussi gassosi convogliati.

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

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

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

**Norma UNI EN 13649** per l'analisi dei VOC

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

**Norma US EPA method 11** per la determinazione del H<sub>2</sub>S nel gas di raffineria.

**Norma US EPA method 15** per la determinazione di composti ridotti dello zolfo (CS<sub>2</sub>, COS, e H<sub>2</sub>S) nei gas uscenti dal sistema di recupero dello zolfo.



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

#### **Metodi di analisi/misurazione del Gas di Raffineria (fuel gas)**

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

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

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

#### **Metodi di analisi elementare del BTZ**

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

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

#### **Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali**

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

#### **Calcolo concentrazione 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 ( $F_{\text{gas}}$ ) Nm<sup>3</sup>/h, poi è moltiplicato per la densità  $\rho_{\text{gas}}$  in kg/Nm<sup>3</sup>; quest'ultima calcolata dalla relazione:

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

Dove: P è la pressione di 1 atm;  $PM_{\text{medio}}$  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.

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

La concentrazione ( $C_{\text{SO}_2}$ ) in mg/ Nm<sup>3</sup> è determinata dividendo il fattore di emissione per il flusso di gas combustibili ( $Q_{\text{gas combustibili}}$ ) in Nm<sup>3</sup>/h, normalizzati al 3% di eccesso d'ossigeno, moltiplicato per 1000000 per il passaggio da kg a mg:

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

Il flusso di gas combustibili è calcolato dalla composizione del gas immaginando una combustione totale a CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O e SO<sub>2</sub>. 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<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O e SO<sub>2</sub>. Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

### **Determinazione fattore emissione NO<sub>x</sub> 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<sub>x</sub> 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<sub>2</sub> a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di O<sub>2</sub> 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<sup>3</sup> del NO<sub>x</sub> 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<sub>x</sub> e CO, cioè se il fattore d'emissione del NO<sub>x</sub>, 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<sub>2</sub> 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<sub>x</sub> e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

### **Determinazione rendimento di desolforazione**

Il rendimento di desolforazione 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<sub>2</sub>S.

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

$$P_{Sin} = V_{in} * (C_{H2S} / 1000000) * PM_S / PM_{H2S}$$

Dove  $V_{in}$  è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore.  $C_{H2S}$  è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm<sup>3</sup>.  $PM_S$  e  $PM_{H2S}$  sono i pesi molecolari di S e H<sub>2</sub>S 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<sub>2</sub>.

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

$$P_{Sout} = V_{out} * (C_{SO2} / 1000000) * PM_S / PM_{SO2}$$

Dove  $V_{out}$  è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore.  $C_{SO2}$  è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm<sup>3</sup>.  $PM_S$  e  $PM_{SO2}$  sono i pesi molecolari di S e SO<sub>2</sub> in g/g-mole.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

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

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

In considerazione del fatto che l'efficienza di recupero è funzione della massa è necessario determinare anche il flusso in un punto, in ingresso o in uscita, dal dispositivo. Ciò è dovuto al fatto che il sistema di assorbimento è nei fatti 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). Inoltre, in condizioni di bassa concentrazione dei VOC in ingresso la concentrazione in uscita sarà difficilmente tale da raggiungere il livello medio di rimozione. Quindi 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. 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.

Nel caso di efficienza di abbattimento che 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.

### **Metodi analisi acque reflue**

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

### **Misure continue**

Nella seguente tabella sono riportate le metodiche per le misure in continuo, che sono considerate nella valutazione di conformità dell'impianto. Si consiglia, altresì, di seguire la norma ASTM D3864-06 "Standard guide for continual on-line monitorino system water analysis" per la selezione della strumentazione di analisi e campionamento automatico e per il corretto posizionamento sul canale di scarico.

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

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

**Tabella 16 - Metodi di analisi in continuo delle acque reflue**

Scarico	Inquinante/parametro	Metodo
---------	----------------------	--------



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

### Misure di laboratorio

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

**Tabella 17 - Metodi di analisi delle acque reflue**

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD <sub>5</sub>	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT – IRSA 5100 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, SM 5220 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Cromo VI	US EPA Method 7196, Metodo APAT-IRSA 3150 C1	Il metodo usa difenilcarboidrazide per formare un complesso colorato con il Cr (VI) che è misurato spettrofotometricamente a 520 nm.
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH <sub>3</sub> , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Fenoli	US EPA Method 604	Metodo gascromatografico per la determinazione di 11 fenoli con rivelatore a ionizzazione di fiamma. Un litro di acqua è estratto con cloruro di metilene, disidratato con 2-propanolo e ridotto a 10 ml di volume prima dell'iniezione al cromatografo.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a



BTEX	US EPA Method 602	pH>9. Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	

### Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee

Tabella 18 - Metodi di analisi delle acque sotterranee

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
As	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO <sub>3</sub> /H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , riduzione ad As <sup>(+3)</sup> con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Cd	US EPA Method 213.2; Metodo APAT-IRSA 3120 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ni	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Hg	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
V	US EPA Method 286.2, Metodo APAT-IRSA 3310 A	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH <sub>3</sub> , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico, in funzione della concentrazione di ammoniaca.
MTBE	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia



		di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. La sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B o Metodo APAT-IRSA 2100.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	La misura deve essere eseguita nel piezometro
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm <sup>-1</sup> è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.

### **Metodo di misura del rumore**

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

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

### **11 ATTIVITA' DI QA/QC**

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

Per consentire la difendibilità del dato tutti i metodi di prova impiegati sono stati concordati con l'Autorità di Controllo, la strumentazione utilizzata è quella indicata dalle metodiche, le procedure di manutenzione sono quelle specificate dal costruttore della strumentazione, gli standard utilizzati per le tarature sono riferibili a standard primari ed è stata predisposta una catena di custodia dei campioni.

### **Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)**



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

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

**Tabella 19 - Caratteristiche strumentazione per misura in continuo di temperatura e pressione**

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

### **Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi**

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

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

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

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

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

### **Analisi delle acque in laboratorio**



Il laboratorio effettuerà secondo le Tabelle 20, 21 e 22 i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

**Tabella 20 - Controlli di qualità**

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

**Tabella 21 - Controlli di qualità**

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

**Tabella 22 - Controlli di qualità**

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

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

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

### **Campionamenti**

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

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



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

## **12 RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO**

### **Attività a carico del Gestore**

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

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

### **Attività a carico dell'Ente di Controllo**

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

<b>Tipologia di intervento</b>	<b>Frequenza</b>	<b>Componente ambientale interessata e numero di interventi</b>	<b>Totale interventi nel periodo di validità del piano</b>
Monitoraggio adeguamenti	Biennale	Verifica di avanzamento piano adeguamento impianto	4
Visita di controllo in esercizio	Biennale	Tutte	4
Verifica Audit energetico	Biennale	Uso efficiente dell'energia	4
Verifica Misure di rumore	Biennale	Misure di rumore al perimetro e/o presso i ricettori	4
Campionamento ed analisi Emissioni in atmosfera, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in aria di cui alla tabella 4	8
Campionamento ed analisi scarichi idrici, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tab. 6 e 7	8
Campionamento ed analisi acque sotterranee, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tabelle 8	8
Campionamento ed analisi rifiuti, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di rifiuti di cui alla tabella 11	8



## REPORTING

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

#### Definizioni

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di *media* costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto. Le sopraccitate definizioni sono sempre valide tranne nei casi definiti, con apposite note, nel testo dei successivi capitoli.

### **Validazione dei dati**

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

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

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



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

### **Eventuali non conformità**

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

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

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

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

### **Obbligo di comunicazione annuale**

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

### **Dichiarazione di conformità all'AIA**

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

### **Reporting in situazioni di emergenza**

La società deve effettuare il reporting nelle ventiquattro ore successive alla prima notifica<sup>10</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.

---

<sup>10</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



Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo<sup>11</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 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.

### 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:**

<sup>11</sup> Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.



**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 per semestre**

**Immissioni dovute per l'intero impianto: ARIA**

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

**Emissioni per l'intero impianto: ACQUA**

**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 refluo trattato (in g/m<sup>3</sup>)

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

**Tonnellate di rifiuti prodotte per anno**

**Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno**

**Produzione specifica di rifiuti pericolosi** in kg/ton di greggio

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

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

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

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

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



Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:

Misure diurne  
Misure notturne

#### **Programma LDAR**

**Percentuale di controlli** eseguiti rispetto al numero di componenti da controllare su base annuale  
**Percentuale di componenti che rilasciano VOC** sul totale dei controlli eseguiti nel semestre

#### **Programma per il contenimento degli odori**

**Bilancio annuale** dell'audit interno di rilevazione odori, cioè numero di casi verificatisi e, per ogni caso, giudizio qualitativo sull'intensità dell'odore riscontrata dal team di esperti.  
**Numero di iniziative intraprese nell'anno** per il contenimento degli odori

#### **Consumi specifici per tonnellata di petrolio**

**Acqua pozzo** (m<sup>3</sup>/ton), **gas naturale** (Nm<sup>3</sup>/ton), **virgin naphta** (kg/ton), **fuel gas** (Nm<sup>3</sup>/ton), **fuel oil** (kg/ton) ed **energia elettrica** (kwh/ton)

#### **Caldai**

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

#### **Emissioni: ARIA**

**Tonnellate emesse per anno** di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, polveri, Ni e V (per gli inquinanti Ni e V utilizzare la notazione scientifica 10<sup>x</sup>)  
**Emissione specifica annuale per Gj di energia utilizzata** di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, Ni, V e polveri (in g/Gj)

#### **Torce**

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

#### **Emissioni: ARIA**

**N° di ore di funzionamento in emergenza**, per ognuna delle torce su base semestrale  
**Volumi di materiali bruciati in emergenza**, per ognuna delle torce su base mensile  
**Flussi di materiali misurati giornalmente (Nm<sup>3</sup>/giorno) e quantità (kg/giorno)** fino a completare il mese e riportati in forma grafica. (asse x: giorni, asse y: sinistro flussi misurati, asse y destro :quantità)

#### **Unità recupero zolfo**



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

**Emissioni: ARIA**

**N° di ore di effettivo funzionamento anno**  
**Rendimento medio mensile di desolforazione**  
**Produzione specifica di zolfo**  
**Grammi di zolfo<sup>b</sup> prodotto per tonnellata di petrolio, valutati su base mensile**

**Emissioni: RIFIUTI**

**Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per semestre**

**Centrale Termoelettrica (COGE)**

**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 normale funzionamento;**  
**N° di avvii e spegnimenti anno differenziando per tipologia (caldo/tiepido/freddo);**  
**Durata (numero di ore) dei transitori per tipologia (caldo/tiepido/freddo)**  
**Valore del Minimo Tecnico;**

**Gestione e presentazione dei dati**

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

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

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

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

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

---

<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.



essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente PMC.



## 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



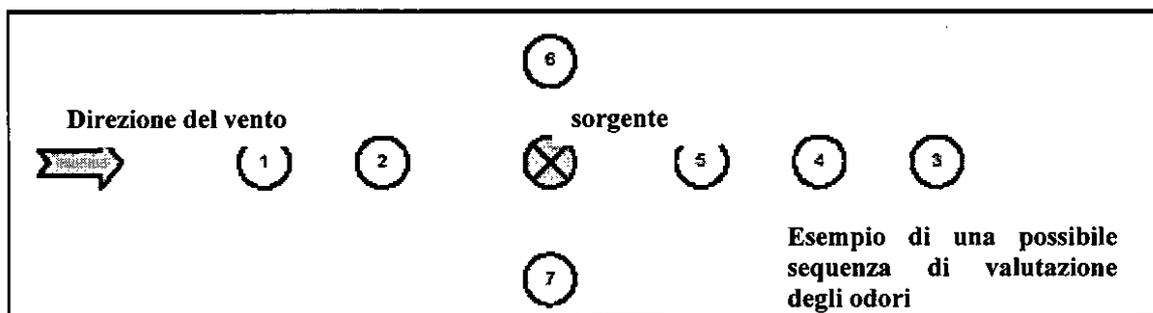
dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare che l'odore è ben percepibile sotto vento e si propaga verso l'impianto. Dovrebbe, altresì, essere considerato che le caratteristiche e l'intensità dell'odore possono cambiare con la distanza dalla 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 meteorologiche locali. In quest'ultimo caso si possono individuare le cosiddette condizioni di "caso peggiore".

Fig. 1 - Esempio di selezione dei punti di analisi



#### Dati da valutare e registrare

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

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

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