



*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 e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E.prot DVA - 2011 - 0006962 del 23/03/2011

CIPPC-00.2011-0000344
del 01/03/2011

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 AIA
presentata da IES Italiana Energia e Servizi SpA - Raffineria di Mantova**

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 trasmettono il Parere
Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo.

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Tieali

All. c.s.





All. 344 | 2011

Autorizzazione Integrata Ambientale

PARERE ISTRUTTORIO

Modifica delle Prescrizioni contenute nel
Decreto AIA n. 478 del 25/05/2009

Raffineria IES di Mantova (MN)

Referente
Componente
Componente
Componente
Referente Regione
Referente Provincia
Referente Comune

Ing. Rocco Simone
Dott.sa Cinzia Albertazzi
Dott. Marco Mazzoni
Dott. Stefano Castiglione
Ing. Roberto Esposito
Dott. Giampaolo Galeazzi
Ing. Umberto Maffezzoli



INDICE

1. DEFINIZIONI	3
2. INTRODUZIONE	4
2.1 Atti presupposti	4
2.2 Atti autorizzativi e normativi	4
3. DATI DELL'IMPIANTO.....	5
4. RICHIESTA DI MODIFICA DELLE PRESCRIZIONI.....	5
5. DESCRIZIONE DELLE MODIFICHE PROPOSTE.....	6
5.1 Prescrizioni relative al contenimento delle emissioni fuggitive di composti organici volatili	6
5.2 Prescrizioni relative alla riduzione delle emissioni in atmosfera di SO ₂ e NO _x	6
5.3 Proposta di caratterizzazione del gas inviato in torcia, ovvero di determinarne la sua composizione, e conseguentemente del Piano di monitoraggio e controllo (PMC).	6
6. VALUTAZIONI CONCLUSIVE E PRESCRIZIONI.....	7



1. DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Generale Valutazioni Ambientale.
Ente di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA ex APAT), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 11 del decreto legislativo n. 59 del 2005, dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Lombardia.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del decreto legislativo n. 59 del 2005. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n.90.
Gestore	L'autorizzazione AIA all'impianto oggetto della domanda di modifica non sostanziale è stata rilasciata a IES S.p.A., indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Impianto	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, energia (calore, radiazioni, ecc.) o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.
Migliori tecniche disponibili (MTD)	La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.



2. INTRODUZIONE

2.1 Atti presupposti

In data 25/05/2009 alla Raffineria IES S.p.A., sita nel comune di Mantova, veniva rilasciata l'Autorizzazione Integrata Ambientale con il Decreto n. 478.

Successivamente il Gestore chiede:

- la proroga all'attuazione della prescrizione che fissa i valori limiti di bolla per le emissioni di NOx e SO2, con nota prot. N. 471 vr-vg del 25 marzo 2010, acquisita dal MATTM con prot. N. DVA-2010-0008518 del 30/03/2010;
- la proroga all'attuazione della prescrizione che fissa i tempi di installazione di doppia tenuta meccanica su tutte le pompe di processo e di movimentazione delle sostanze volatili ai fini del contenimento delle emissioni fuggitive di COV, nonché la proposta di modalità diversa di caratterizzazione dei flussi gassosi inviati in torcia da quella indicata nel Decreto, con nota prot. n. 470 vr-vg del 25 marzo 2010, acquisita dal MATTM con prot. N. DVA-2010-0008523 del 30/03/2010.

La documentazione è stata trasmessa alla Commissione IPPC con prot. DVA-2010-0009233 del 08/04/2010 (Prot. CIPPC-00-2010-0000675 del 12/04/2010) e prot. DVA-2010-0009234 del 08/04/2010 (Prot. CIPPC-00-2010-0000736 del 16/04/2010).

Esaminata la documentazione prodotta da ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC e precisamente:

- il Piano di Monitoraggio e Controllo "rev. 4" del 01/03/2011 prot. CIPPC-00_2011-0000341 del 01/03/2011.

2.2 Atti autorizzativi e normativi

- Visto Il decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DSA-DEC-2009-0000976 del 03.08.2009.
- Visto Il decreto legislativo n. 128 del 29 giugno 2010 "Art. 4. *Disposizioni transitorie e finali e abrogazioni comma 5. Le procedure di VAS, VIA ed AIA avviate precedentemente all'entrata in vigore del presente decreto sono concluse ai sensi delle norme vigenti al momento dell'avvio del procedimento.*
- visto il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento";
- vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I";
- visto il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del d. lgs. 4 agosto 1999, n. 372", G.U. N. 135 del 13.06.2005";



- viste
- 1 Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 Giugno 2005 (D.M. 31.01.2005);
 - 2 Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 Giugno 2005 (D.M. 31.01.2005);
 - 3 Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di raffinerie, per le attività elencate nell'allegato I del D.Lgs. 18 Febbraio 2005, n. 59, S.O. GU n. 125 del 31 Maggio 2007 (Decreto 29 Gennaio 2007).
 - 4 *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants* (Luglio 2006);
 - 5 DM 01.10.2008 recante *Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato 1 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.*
- visto l'articolo 3 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
 - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
 - deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma del decreto legislativo 152/2006, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, a norma del medesimo decreto legislativo 152/2006;
 - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze; deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

3. DATI DELL'IMPIANTO

Ragione sociale	IES Italiana Energia e Servizi S.p.A.
Sede legale:	Strada Cipata, 79 – 46100 Mantova
Sede operativa	Strada Cipata, 79 – 46100 Mantova
Denominazione impianto	Raffineria IES di Mantova
Tipo di impianto	Esistente
Tipo di procedura	Variazione di prescrizioni di cui al PIC del Decreto originale
Codice e attività IPPC	Raffineria di petrolio e di gas, Categoria 1.2
Impianto a rischio di incidente rilevante	Si
Sistema di gestione ambientale	ISO14001
Autorizzazione Integrata Ambientale	Decreto DSA-DEC-2009-0000478 del 25 maggio 2009

4. RICHIESTA DI MODIFICA DELLE PRESCRIZIONI

La modifica è stata proposta dal Gestore con la nota prot. N. 471 vr-vg del 25 marzo 2010, acquisita dal MATTM con prot. N. DVA-2010-0008518 del 30/03/2010 (riguardante la definizione dei tempi per l'applicazione dei Valori Limite di Emissione di bolla per NOx e SO2) e prot. n. 470 vr-vg del 25 marzo 2010, acquisita dal MATTM con prot. N. DVA-2010-0008523 del 30/03/2010 (riguardante i tempi di installazione di doppia tenuta meccanica su tutte le pompe di processo e di movimentazione delle sostanze



volatili ai fini del contenimento delle emissioni fuggitive di COV, nonché la modalità di caratterizzazione dei flussi gassosi inviati in torcia diversa rispetto a quella indicata nel Decreto).

La documentazione è stata trasmessa alla Commissione IPPC con prot. DVA-2010-0009233 del 08/04/2010 (Prot. CIPPC-00-2010-0000675 del 12/04/2010) e prot. DVA-2010-0009234 del 08/04/2010 (Prot. CIPPC-00-2010-0000736 del 16/04/2010).

In particolare, la richiesta del Gestore riguarda le **prescrizioni** finalizzate a:

- contenimento delle emissioni fuggitive di composti organici volatili,
 - riduzione delle emissioni in atmosfera di SO₂ e NO_x,
- e una proposta di **modifica delle modalità di caratterizzazione** dei gas inviati in torcia e, conseguentemente, del relativo Piano di monitoraggio e controllo (PMC).

5. DESCRIZIONE DELLE MODIFICHE PROPOSTE

5.1 *Prescrizioni relative al contenimento delle emissioni fuggitive di composti organici volatili*

Il Decreto di AIA (pag. 35-36) prescrive di dotare tutte le pompe di processo e di movimentazione di cherosene, virgin naphtha e benzina di doppia tenuta meccanica entro un anno dal rilascio dell'AIA (ovvero entro Maggio 2010).

Il gestore dichiara che all'epoca della conclusione dell'istruttoria per il rilascio dell'AIA (marzo 2010) 133 pompe di processo erano già dotate di doppia tenuta, mentre per le rimanenti 21 pompe di processo e di movimentazione richiede una proroga per l'ottemperanza alla prescrizione all'Aprile 2011.

Il GI esprime parere favorevole alla proroga richiesta previa verifica di:

- tipo di intervento già effettuato o previsto, in quanto per tenuta meccanica doppia non è da intendersi una tenuta multipla tipo tandem, bensì la tenuta deve essere doppia pressurizzata a liquido o con Azoto;
- tipo di standard utilizzato o richiesto per gli interventi di installazione della doppia tenuta meccanica (già effettuati o programmati), con riferimento alle norme tecniche della serie ISO o DIN o API.

5.2 *Prescrizioni relative alla riduzione delle emissioni in atmosfera di SO₂ e NO_x*

Il Decreto di AIA (§ 4.1, pag. 33) impone nuovi limiti per le emissioni in atmosfera di SO₂ (Ossidi di Zolfo) e NO_x (Ossidi di Azoto) a partire dal 1.4.2010, in termini di concentrazione (600 mg/Nm³ di SO₂ e 250 mg/Nm³ di NO_x) e di flusso di massa annuale complessivo (600 t di SO₂ e 300 t di NO_x).

Il GI concorda nel prorogare i tempi di adeguamento ai limiti di emissione indicati per l'inquinante SO₂ a decorrere dalla data di messa a regime dell'impianto di recupero zolfo (settembre 2010) e per l'inquinante NO_x a valle della prossima fermata generale dell'intera raffineria (dicembre 2012).

5.3 *Proposta di caratterizzazione del gas inviato in torcia, ovvero di determinarne la sua composizione, e conseguentemente del Piano di monitoraggio e controllo (PMC).*

Nel piano di monitoraggio e controllo allegato al Decreto di AIA (pag. 10) è stato scritto che



"La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato a 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 il fenomeno 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/hr. Il gestore deve operare l'installazione della strumentazione entro e non oltre il 31 dicembre 2009. 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 frequenza minima di campionamento di 15 minuti (manuale o automatica) la composizione ed il flusso di gas inviato a torcia."

Si premette che la strumentazione attualmente installata sul flusso gassoso alimentato in torcia permette di determinarne in continuo il peso molecolare medio e la portata in volume (e quindi da calcolo anche in massa).

Per quanto concerne la composizione del flusso, si ritiene indispensabile che il gestore fornisca una serie rappresentativa di dati al fine di valutarne la variabilità in un arco temporale sufficientemente ampio, individuato in almeno due anni.

6. VALUTAZIONI CONCLUSIVE E PRESCRIZIONI

Il GI sulla base della documentazione acquisita concorda di apportare le variazioni alle prescrizioni riportate nel Parere Istruttorio Conclusivo e del Piano di Monitoraggio e Controllo contenuti nel Decreto di AIA DSA-DEC-2009- 0000478 del 25/05/2009 come segue:

La Prescrizione del Parere Istruttorio Conclusivo – 4.1 Prescrizioni relative al contenimento delle emissioni fuggitive di composti organici volatili (pag. 35 e 36):

Si ritiene che il Gestore presenti un idoneo piano di Attuazione (PdA) entro sei mesi dal rilascio dell'AIA per:

- ottemperare alla riduzione del 30% dei COV, entro i prossimi 3 anni a partire da 820 t/anno dichiarate per lo stato attuale;
- dotare di doppia tenuta meccanica tutte le pompe di processo e di movimentazione di cherosene, virgin nafta e benzina entro un anno dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale;
-(omissis)

Va modificata come segue:

Si ritiene che il Gestore presenti un idoneo piano di Attuazione (PdA) entro sei mesi dal rilascio dell'AIA per:

- ottemperare alla riduzione del 30% dei COV, entro i prossimi 3 anni a partire da 820 t/anno dichiarate per lo stato attuale;
- dotare di doppia tenuta meccanica tutte le pompe di processo e di movimentazione di cherosene, virgin nafta e benzina entro aprile 2011;
-(omissis)

Le Prescrizioni del Parere Istruttorio Conclusivo – punto 4: Valori Limite e Prescrizioni - 4.1 (Emissioni in aria):

- Nel seguito, sono riportati limiti e prescrizioni per le emissioni in aria per l'intero complesso di raffineria (bolla).



Parametro	Limite AIA dal 2009 (mg/Nm ³)	Limite AIA dal 01/04/2010 (mg/Nm ³)
SO ₂	800	600
NO _x	300	250
Polveri	50	40
CO	150	150
SOV	20	20
H ₂ S	5	3
NH ₃ + composti a base di cloro	20	20

.....(omissis)
.....(omissis)
.....(omissis)

- Valori limite dei flussi in massa calcolati su base annuale

Parametro	Limite AIA Dal 01/04/2010 (t/a)	Fattore di emissione (t/Mt di greggio) alla capacità produttiva dal 01/04/2010
SO ₂	600	231
NO _x	300	115
Polveri	60	23
CO	300	115

Vanno modificate come di seguito indicato:

- Nel seguito, sono riportati limiti e prescrizioni per le emissioni in aria per l'intero complesso di raffineria (bolla).

Parametro	Limite AIA dal 2009 (mg/Nm ³)	Limite AIA dal 01/04/2010 (mg/Nm ³)	Limite AIA dal 30/09/2010 (mg/Nm ³)
SO ₂	800	800	600
NO _x	300	250	250
Polveri	50	40	40
CO	150	150	150
SOV	20	20	20
H ₂ S	5	5	3
NH ₃ + composti a base di cloro	20	20	20

.....(omissis)
.....(omissis)
.....(omissis)



- Valori limite dei flussi in massa calcolati su base annuale

Parametro	Limite AIA Dal 01/04/2010 (t/a)	Fattore di emissione (t/Mt di greggio) alla capacità produttiva dal 1/04/2010	Limite AIA Dal 31/12/2012 (t/a)	Fattore di emissione (t/Mt di greggio) alla capacità produttiva dal 31/12/2012
SO ₂	600	231	600	231
NO _x	300	115	300	115
Polveri	60	23	60	23
CO	300	115	300	115

- La prescrizione relativa alla nuova Unità di Recupero Zolfo (SRU 3) dotata di impianto di trattamento dei gas di coda (TGCU), viene modificata come segue:

La resa complessiva di conversione H₂S → S deve essere $\geq 99,5\%$

Deve essere garantita una concentrazione residua di H₂S < 5 mg/Nm³.

Proposta di modifica del Piano di Monitoraggio e Controllo – Sistema Torcia (pag. 10)

Con riferimento alle difficoltà evidenziate dal gestore per il campionamento manuale o automatico, da effettuarsi ogni 15 minuti, si propone, fatto salvo quanto diversamente concordato tra Gestore ed Ente di Controllo in fase di attuazione del PMC, di:

- campionare esclusivamente in modo manuale il flusso a valle del compressore ad anello liquido di recupero del gas dal circuito di blow down, in quanto l'off-gas destinato agli usi interni, previo trattamento, ha la stessa composizione di quello convogliato in torcia. Il campionamento avverrà quindi in posizione sicura (a terra e lontano dal corpo emissivo della torcia) e con metodica standardizzata;
- la determinazione della composizione del flusso sarà effettuata presso laboratorio (ovvero non è richiesto un gascromatografo in linea);
- per tutto il periodo di osservazione di 2 anni, effettuare i campionamenti del flusso con la seguente periodicità:
 - almeno due campionamenti per ogni sfiaccolamento di durata superiore ai 15 minuti e con portata maggiore di 1100 kg/h;
 - almeno un campionamento al mese anche in condizioni di bassa portata (minore di 1100 kg/h);
- presentare ogni sei mesi a ISPRA, Comune di Mantova ed ARPA-Dipartimento di Mantova i risultati di tutte le analisi effettuate. Ciascuna determinazione analitica sarà accompagnata dall'indicazione temporale precisa del periodo di prelievo e dal report della registrazione in continuo dei parametri portata e peso molecolare medio.



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE	IES SPA
LOCALITÀ	MANTOVA
DATA DI EMISSIONE	1 marzo 2011
NUMERO TOTALE DI PAGINE	49



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

INDICE

PREMESSA	4
Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano.....	4
SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI.....	6
APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME	6
1.1 Consumi/Utilizzi di materie prime	6
1.2 Consumi idrici	7
1.3 Consumi energetici.....	8
1.4 Bilancio dello zolfo	8
MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA.....	9
2.1 Emissioni dai camini e prescrizioni di monitoraggio relative	9
2.2 Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative.....	11
2.3 Sistema torcia	13
MONITORAGGIO DELLE Emissioni in acqua	16
3.1 Scarichi e relative prescrizioni	16
MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE	20
MONITORAGGIO SERBATOI.....	21
MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA	22
MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	23
MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	24
MONITORAGGIO ODORI.....	25
SEZIONE 2 - METODOLOGIE PER I CONTROLLI.....	29
Metodi analitici chimici/predittivi/fisici.....	29
10.1 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate.....	29
10.2 Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate.....	30
Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria (fuel gas).....	31
10.3 Metodi di analisi elementare del BTZ.....	31
10.4 Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali	31
10.5 Calcolo concentrazione SO ₂	31
10.6 Determinazione fattore emissione NO _x e controllo del CO.....	32
10.7 Determinazione rendimento di desolforazione.....	33
10.8 Efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico	34
10.9 Metodi analisi acque reflue	34
10.10 Misure continue.....	34
10.11 Misure di laboratorio	35
10.12 Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee	36
10.13 Metodo di misura del rumore	38
11. Attività di QA/QC	38
11.1 Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)	38
11.2 Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi	39
11.3 Analisi delle acque in laboratorio.....	39
11.4 Campionamenti	40
SEZIONE 3 - REPORTING.....	41



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

12. Comunicazione dei risultati del Piano di Monitoraggio e Controllo.....	41
12.1 Definizioni.....	41
12.2 Validazione dei dati.....	42
12.3 Indisponibilità dei dati di monitoraggio.....	43
12.4 Eventuali non conformità.....	43
12.5 Obbligo di comunicazione annuale.....	43
12.6 Dichiarazione di conformità all'AIA.....	43
12.7 Reporting in situazioni di emergenza.....	44
12.8 Reporting annuale RAFFINERIA.....	45
12.9 Gestione e presentazione dei dati.....	47
13. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO.....	48
13.1 Attività a carico del Gestore.....	48
13.2 Attività a carico dell'Ente di Controllo.....	48



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

PREMESSA

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

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

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

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

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

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", seconda emissione Settembre 2008.

In particolare sono da intendersi compresi nel Piano di monitoraggio e controllo gli ulteriori monitoraggi ambientali proposti dal Gestore:

- Monitoraggio prodotti finiti
- Monitoraggio emissioni convogliate poco significative
- Altri controlli sulle acque
- Controllo impianto TAS
- Gestione dell'impianto

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.

SCELTA E FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Prima dell'avvio delle attività di controllo e monitoraggio il gestore dovrà fornire l'elenco dettagliato di tutta la strumentazione operante in continuo, della strumentazione utilizzata ai fini del campionamento ed i metodi per le analisi in discontinuo, in accordo a quanto previsto nel presente documento nelle sezioni specifiche.

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

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo:

1. in caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Autorità di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati 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.
3. 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.

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



SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI

APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

1.1 Consumi/Utilizzi di materie prime

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

Tabella 1 Consumi di materie prime e combustibili

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Greggio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
MTBE/ETBE	Pesatura all'ingresso o volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Biodiesel	Pesatura all'ingresso o volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Idrogeno	Contatore SAPIO 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	
Virgin Naphta	Contatori su singoli forni di processo	Tonn	Giornaliera	
Gasolio	Contatori su singoli utenze	Tonn	Giornaliera	
Fuel oil	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

In assenza di un sistema di contatori del consumo di combustibili sulle singole utenze il Gestore può prevedere, in prima applicazione, la misura dei singoli flussi di combustibile aggregati per sorgenti, come da piano di monitoraggio per le emissioni di CO₂, effettuando invece un calcolo o una stima dei consumi dei diversi combustibili sulle singole utenze. In ogni caso il Gestore deve presentare entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA un idoneo piano di fattibilità delle misure sulle singole utenze da attuare entro i termini di validità dell'AIA.

Mensilmente deve essere effettuata l'analisi elementare (evidenziandone in particolare la percentuale di zolfo) del greggio e dei combustibili (metano, fuel gas, VN, 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.

Distintamente deve essere effettuata l'analisi del contenuto di zolfo nella Virgin Naphta o nell'olio combustibile utilizzati esclusivamente nel forno H101 dell'impianto Topping e nelle caldaie della CTE con una frequenza di misura idonea a determinarne il contenuto medio di zolfo su base giornaliera.

1.2 Consumi idrici

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

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

Tabella 2 Consumi idrici

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



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

1.3 Consumi energetici

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

Tabella 3 Consumi di energia elettrica e termica

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

1.4 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.



MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

2.1 Emissioni dai camini e prescrizioni di monitoraggio relative

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

CAMINO	IMPIANTI ASSERVITI (forno)
E1	Topping (H101)
E2	Unifiner (H201), Hot Oil (H304)
E3	Platformer (H301-302-303)
E4	Penex (H401)
E5	HDS1 (H701)
E6	CTE (caldaie AN-BN-C), SRU3+TGCU (postcomb TGCU)
E7	Visbreaker (H1401)
E8	Vacuum (H1151)
E9	Thermal Creaker (H1201)
E10	Mild Hydrocreaker (H1501-H1502)
E11	HDS3 (H1301)
E _{BATEC}	Impianto BATEC

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 e dall'impianto BATEC

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO ₂ NO _x (come NO ₂) CO PTS (entro 04/2010) Ossigeno Temperatura Portata	E1 - Topping E6 - CTE, SRU3+TGCU	Continuo	NDIR NDIR NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
SO ₂ NO _x (come NO ₂) CO PTS Ossigeno Temperatura Portata	E1 - Topping E2 - Unifiner, Hot Oil E3 - Platformer E4 - Penex E5 - HDS1 E6 - CTE, SRU3+TGCU E7 - Visbreaker	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate



	E8 - Vacuum E9 Thermal Creaker E10 Mild Hydrocreaker E11 HDS3		
Arsenico Cadmio Rame Mercurio Nichel Piombo Selenio Zinco Vanadio PM10 IPA Ossigeno Tempertura Portata	E1 - Topping E2 - Unifiner, Hot Oil E3 - Platformer E4 - Penex E5 - HDS1 E6 - CTE, SRU3+TGCU E7 - Visbreaker E8 - Vacuum E9 Thermal Creaker E10 Mild Hydrocreaker E11 HDS3	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
H2S Resa di conversione	TGCU in ingresso TGCU in uscita	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
Benzene HC totali Efficienza rimozione	Impianto recupero vapori deposito nazionale Impianto recupero vapori raffineria	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
Portata Velocità fumi NOx SO2 PTS H2S HC totali	Unità CEB impianto BATEC Unità CEB serbatoi bitumi	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
PTS	BATEC - Sistema caricamento polimeri	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

Durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto Platforming (cadenza biennale) si prescrive il controllo della presenza di diossine (PCDD/PCDF) attraverso il campionamento e analisi del gas di rigenerazione nel punto di prelievo idoneo (mandata a compressore).



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Per quanto concerne la misura in continuo della portata dei fumi in uscita dal camino E1 ed E6 il Gestore deve presentare entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA un idoneo piano di fattibilità da attuare entro aprile 2010.

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 sviluppare entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA e del presente piano di monitoraggio e controllo un programma scritto di LDAR ed un database che contengano:

- 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;



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- 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_{volume} espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:

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

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

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

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



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

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

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

2.3 Sistema torcia

Il sistema "Torcia" è parte integrante del sistema di sicurezza della Raffineria ed è normalmente progettato per trattare un largo spettro di flussi di gas e composizioni corrispondenti ai diversi casi dimensionanti.

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



sovrapressione 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 sovrapressioni, il metodo di misura del flusso deve essere tale da determinare il minimo di perdite di carico nel collettore di torcia al fine di non incrementare la contropressione nel collettore stesso.

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

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

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

La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo. Un incremento del flusso sopra una certa "soglia" può essere utilizzato come avvio dell'operazione manuale o strumentale di campionamento.

Se l'evento di 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.

Metodi di misura

Flussimetro

Il flusso di gas mandato alla torcia deve essere monitorato 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 $\pm 20\%$.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Campionamento del gas manuale

Con riferimento alle difficoltà riscontrate dal Gestore per il campionamento da effettuarsi ogni 15 minuti ed in considerazione del fatto che la strumentazione attualmente installata sul flusso gassoso alimentato in torcia permette di determinarne in continuo la portata (in volume ed in massa) ed il peso molecolare medio, per quanto concerne la composizione del flusso, si ritiene indispensabile che il Gestore fornisca una serie rappresentativa di dati al fine di valutarne la variabilità in un arco temporale sufficientemente ampio ed individuato in 2 anni.

Il Gestore deve campionare in modo manuale il flusso a valle del compressore ad anello liquido di recupero del gas dal circuito di *blow down* (l'off-gas destinato agli usi interni, previo trattamento, ha la stessa composizione di quello convogliato in torcia).

Il campionamento deve avvenire in posizione sicura (a terra e lontano dal corpo emissivo della torcia) e con metodica standardizzata.

La determinazione della composizione del flusso dovrà essere effettuata presso laboratorio (ovvero non è richiesto un gascromatografo in linea).

Per tutto il periodo di osservazione di 2 anni, dovranno essere effettuati i campionamenti del flusso con la seguente periodicità:

- almeno 2 campionamenti per ogni sfiaccolamento di durata superiore ai 15 minuti e con portata maggiore di 1100 kg/h;
- almeno 1 campionamento al mese anche in condizioni di bassa portata (minore di 1100 kg/h);

Dovranno essere presentati ogni 6 mesi a ISPRA, al Comune di Mantova ed ARPA-Dipartimento di Mantova, i risultati di tutte le analisi effettuate.

Ciascuna determinazione analitica sarà accompagnata dall'indicazione temporale precisa del periodo di prelievo e dal report della registrazione in continuo dei parametri portata e peso molecolare medio.

Metodi di analisi

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 eventuale proposta di modifica.



MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

3.1 Scarichi e relative prescrizioni

Per lo scarico 1F viene fissata una frequenza degli autocontrolli: continua sul parametro TOC; giornaliera sui parametri COD, cromo totale, cianuri totali, solfuri, azoto ammoniacale, oli e grassi, idrocarburi totali, fenoli; una frequenza mensile per tutti gli altri riportati nella tabella 6.

Come monitoraggio **semestrale** per tutti i parametri da tabella 6, i campionamenti e le analisi devono essere effettuati tramite affidamento a laboratori certificati.

Tabella 6 - Monitoraggio dello scarico SF1

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



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

Cianuri totali (come CN)	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Solfuri	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Fluoruri	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cloruri	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Fosforo totale (come P)	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto ammoniacale (espresso come NH ₄)	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto nitroso (come N) Azoto nitrico (come N)	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Oli e grassi	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Idrocarburi totali	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Fenoli	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Solventi organici aromatici (come BTEX)	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore



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

MTBE / ETBE	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto totale	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Vanadio	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Benzene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Toluene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Xilene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
AOX	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
TOC	Misura continua	
TOC	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
PBDE totali	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
PCDD/PCDF	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Composti organo stannici	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed	Campione medio ponderale su 3 ore



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	analisi di laboratorio	
IPA	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore

Con frequenza giornaliera devono essere rilevati e registrati (su file e quaderni d'impianto) i valori medi giornalieri, rilevati su base oraria, del TOC monitorati dai misuratori in continuo posti sullo scarico SF1.

Durante la rigenerazione del catalizzatore del platforming (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 (mandata a compressore).

Per lo scarico del TAF viene fissata una frequenza degli autocontrolli settimanali per i parametri riportati nella tabella 7.

Come monitoraggio **semestrale** per tutti i parametri da tabella 7, i campionamenti e le analisi devono essere effettuati tramite affidamento a laboratori certificati.

Tabella 7 - Monitoraggio dello scarico 4

Inquinante/ Parametro	Tipo di verifica/ frequenza	Tipo di campione
Flusso	Misura continua con flussimetro	
pH	Misura continua	
Temperatura acqua in uscita °C	Misura continua	
Solventi organici aromatici	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Solventi clorurati	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Idrocarburi totali	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Ferro	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

MTBE / ETBE	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
-------------	--	-----------------------------------

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.

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 (documento Allegato E4 Rev. 1, settembre 2008) rispetto al quale non vengono poste indicazioni diverse.

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

Tabella 8 - Monitoraggio acque sotterranee

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

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.



MONITORAGGIO SERBATOI

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

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

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

Inoltre, il Gestore deve predisporre, entro 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 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.



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.



MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Si richiede di effettuare post-operam (con gli impianti di cui al Decreto di VIA del 27.10.'08) e nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della raffineria nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

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

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

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

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

Tabella 10 - Metodi di valutazione emissioni sonore

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



MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

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

Il Gestore deve verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni 15 giorni lo stato di giacenza dei depositi temporanei, 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 m³)	Quantità presente (t)	Modalità di registrazione:
						Su formato cartaceo (registri d'impianto) e su database in formato elettronico
Totale						

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

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



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".

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 odorogeno 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.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

Punto di valutazione

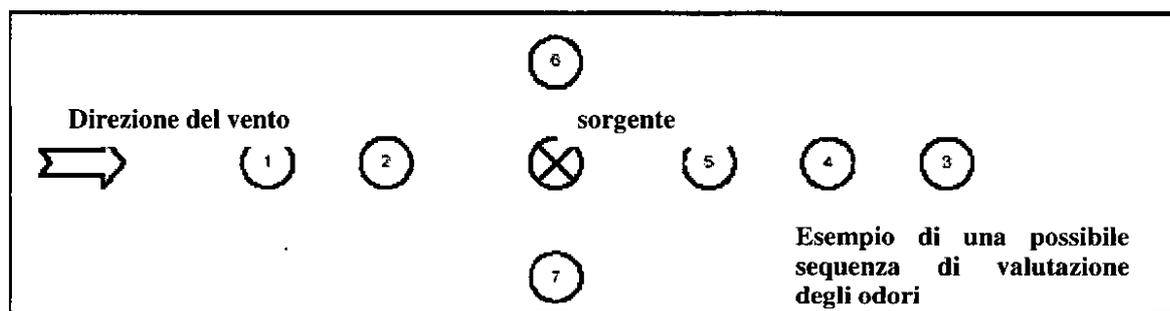
Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità odorigena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare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

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

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

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

Fig. 1 esempio di selezione dei punti di analisi



Dati da valutare e registrare

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

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

Le categorie di intensità sono:

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

Le categorie di estensione e persistenza sono:

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

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

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

Fastidio

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

La determinazione se l'odore è caratterizzato da fastidio dovrebbe essere fatta solo se l'episodio di esposizione all'odore nel luogo 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:



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- 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



SEZIONE 2 - METODOLOGIE PER I CONTROLLI

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.

10.1 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

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

Tabella 12 - Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
	SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
La misura di SO ₂ ai camini è integrata dalla misura H ₂ S nel gas di raffineria. La misura di H ₂ S nel gas acido in ingresso all'unità di recupero zolfo è necessaria per il calcolo del rendimento di desolforazione.	H ₂ S	Non esistono metodi normalizzati continui ma solo metodi manuali quali: US EPA Method 11. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare uno strumento che misura in continuo la concentrazione di H ₂ S. La specifica procedura per il test di accuratezza relativa è in US EPA "Performance Specification 7" (PS 7)
	Polveri	UNI EN 13284-2, EN 13284-2, ISO 10155
	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 18
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 18
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Flusso	ISO 14164
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono



		essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
--	--	--

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

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

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

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

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

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂.

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

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

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

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

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

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

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

Norma UNI EN 13649 per l'analisi dei VOC

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

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

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

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.

10.3 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).

10.4 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 rappresentativi di 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.

10.5 Calcolo concentrazione SO₂

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

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

Nel caso dei forni la portata è calcolata dal flusso misurato di gas di raffineria che è prima normalizzato alle condizioni di temperatura e pressione normali (F_{gas}) Nm³/h, poi è moltiplicato per la densità ρ_{gas} in kg/Nm³; quest'ultima calcolata dalla relazione:



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

Dove: P è la pressione di 1 atm; PM_{medio} è il peso di un volume di miscela gassosa pari a 22,414 m³, calcolato dai dati di composizione del gas; R è la costante dei gas in m³ atm°K mole e T è la temperatura di 273,15 °K.

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

La concentrazione (C_{SO_2}) in mg/ Nm³ è determinata dividendo il fattore di emissione per il flusso di gas combustibili ($Q_{\text{gas combustibili}}$) in Nm³/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 CO₂, H₂O e SO₂. 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 CO₂, H₂O e SO₂. Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

10.6 Determinazione fattore emissione NO_x e controllo del CO

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

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

- i. Determinazione delle concentrazioni di NO_x e CO al variare, nell'intervallo di normale utilizzo del forno, del flusso di combustibile per cui si richiede la valutazione del fattore di emissione;
- ii. Valutazione della concentrazione minima e massima dell'ossigeno e del flusso di combustibile nelle condizioni operative richieste (si sottolinea come il minimo di O₂ a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di O₂ 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/Nm³ del NO_x nell'intervallo di flusso del combustibile desiderato e mentre si mantiene la concentrazione del CO al disotto del limite imposto (questa procedura consente di sfruttare la relazione inversa tra il controllo delle emissioni di NO_x e CO, cioè se il fattore d'emissione del NO_x, per le condizioni operative impiegate, è tale da rappresentare un CO sotto il limite, lavorando sempre in tali condizioni operative si è ragionevolmente sicuri di rispettare il limite per il monossido di carbonio);
- iv. Riportare i dati di flusso di combustibile e concentrazione di O₂ su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.
- v. Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile;



- vi. Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario;
- vii. La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno;
- viii. Se la verifica misura concentrazioni per NO_x e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

10.7 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 η è calcolato come media giornaliera dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità.

I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di H₂S.

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

$$P_{Sin} = V_{in} * (C_{H_2S} / 1000000) * PM_S / PM_{H_2S}$$

Dove V_{in} è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore. C_{H_2S} è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm³. PM_S e PM_{H_2S} sono i pesi molecolari di S e H₂S 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 SO₂.

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

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

Dove V_{out} è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore. C_{SO_2} è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm³. PM_S e PM_{SO_2} sono i pesi molecolari di S e SO₂ in g/g-mole.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

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



10.8 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.

10.9 Metodi analisi acque reflue

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

10.10 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 15 - Metodi di analisi in continuo delle acque reflue

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

10.11 Misure di laboratorio

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

Tabella 16 - Metodi di analisi delle acque reflue

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



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

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

10.12 Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee

Tabella 17 - Metodi di analisi delle acque sotterranee

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
As	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO ₃ /H ₂ SO ₄ , riduzione ad As ⁽⁺³⁾ con cloruro stannoso , riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Cd	US EPA Method 213.2.; Metodo	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	APAT-IRSA 3120 B	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 ₃ , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico, in funzione della concentrazione di ammoniaca.
MTBE	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. La sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B o Metodo APAT-IRSA 2100.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	La misura deve essere eseguita nel piezometro
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080



		cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
--	--	---

10.13 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. ATTIVITÀ 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.

11.1 Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)

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

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

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

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %

11.2 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.

11.3 Analisi delle acque in laboratorio

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

Tabella 19 - Controlli di qualità

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

Tabella 20 - Controlli di qualità

METALLI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

Tabella 21 - Controlli di qualità

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

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.

11.4 Campionamenti

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

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

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



SEZIONE 3 - REPORTING

12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

12.1 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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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.

12.2 Validazione dei dati

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

12.3 Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

12.4 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.

12.5 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.

12.6 Dichiarazione di conformità all'AIA

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



12.7 Reporting in situazioni di emergenza

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

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

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

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

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

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



12.8 Reporting annuale RAFFINERIA

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

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

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

Emissioni per l'intero impianto: ARIA

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

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

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

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

Stima delle tonnellate di VOC emesse per semestre

Immissioni dovute per l'intero impianto: ARIA

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

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

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

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

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

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

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

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

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



Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

Tonnellate di rifiuti prodotte per anno

Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno

Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/ton di greggio

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

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

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:

Misure diurne

Misure notturne

Programma LDAR

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

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

Programma per il contenimento degli odori

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

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

Consumi specifici per tonnellata di petrolio

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

Caldaie

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

Emissioni: ARIA

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

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

Torce

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



Emissioni: ARIA

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

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

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

Unità recupero zolfo

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

Emissioni: ARIA

N° di ore di effettivo funzionamento anno

Rendimento medio mensile di desolforazione

Produzione specifica di zolfo

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

Emissioni: RIFIUTI

Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per semestre

12.9 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.

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente PMC.

13. RESPONSABILITÀ NELL'ESECUZIONE DEL PIANO

13.1 Attività a carico del Gestore

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

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

13.2 Attività a carico dell'Ente di Controllo

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

Tipologia di intervento	Frequenza	Componente ambientale interessata e numero di interventi	Totale interventi nel periodo di validità del piano
Monitoraggio adeguamenti	Biennale	Verifica di avanzamento piano adeguamento impianto	2
Visita di controllo in esercizio	Biennale	Tutte	2
Verifica Audit energetico	Biennale	Uso efficiente dell'energia	2
Verifica Misure di rumore	Annuale	Misure di rumore al perimetro e/o presso i ricettori	5
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	5
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	5
Campionamento ed	Annuale	Campionamento ed	5



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

analisi acque sotterranee, verifica documentale esiti autocontrolli gestore		analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tabelle 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	5