



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

DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI  
E LE AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI

IL DIRETTORE GENERALE



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e  
del Mare - D.G. Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali

U.prot DVA - 2015 - 0025382 del 09/10/2015

Pratica N. ....

Ref. Mittente: .....

ENI S.p.A. Divisione Refining & Marketing  
Raffineria Di Livorno  
Via Aurelia n. 7  
57017 Stagno (LI)  
fax:0586 948539  
rm\_ref\_raffinerialivorno@pec.eni.com

e p.c. Alla Commissione Istruttoria IPPC  
Via Vitaliano Brancati, 60  
00144 ROMA  
armando.brath@unibo.it  
roberta.nigro@isprambiente.it

All'ISPRA  
Via Vitaliano Brancati, 48  
00144 ROMA  
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

**OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA  
presentata da ENI spa - Raffineria di Livorno - Procedimento di  
modifica - ID 40/628**

In riferimento alla domanda di modifica presentata dalla società Eni S.p.A., relativa all'implementazione un sistema di iniezione di apposito additivo in camere di combustione dei principali forni per la riduzione delle emissioni NOx, si trasmette, in allegato, copia conforme del Parere Istruttorio Conclusivo reso dalla Commissione IPPC con nota del 02 ottobre 2015, prot. n. CIPPC-00-2015-0001825 e del Piano di Monitoraggio e Controllo del 28/09/2015 prot. 42285.

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

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

Renato Grimaldi

Ufficio Mittente: Div. III - Sezione Controllo e Prevenzione Ambientale  
Funzionario responsabile: Grande.Zelinda@minambiente.it - 0657225962  
DVA-4RI-AG-08\_2015/0125.DOC



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e  
del Mare - D.G. Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali

E.prot DVA-2015-0024432 del 30/09/2015



**ISPRA**

Istituto Superiore per la Protezione  
e la Ricerca Ambientale

ISPRA prot 42285

Roma 28.09.2015

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

**OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo della domanda di AIA  
presentata da ENI S.p.A. - Raffineria di Livorno**

In allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006,  
come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, si trasmette il  
Piano di Monitoraggio e Controllo.

Il Responsabile dell'accordo di collaborazione  
ISPRA/MATTM sull'attività IPPC *ad interim*  
Dott. Claudio Campobasso

All. c.s.



**A: DVA-UDG**

---

**Da:** Roberta Nigro <roberta.nigro@isprambiente.it>  
**Inviato:** martedì 29 settembre 2015 08:09  
**A:** A: DVA-UDG  
**Cc:** A: DVA-3; claudio.campobasso@isprambiente.it;  
gaetano.battistella@isprambiente.it; Favaroni Monica; Milillo Antonio Domenico  
**Oggetto:** PMC6\_Eni\_Livorno.pdf  
**Allegati:** PMC6\_Eni\_Livorno.pdf

In allegato il file in oggetto.  
Cordiali saluti,  
Roberta Nigro



**ISPRA**

Istituto Superiore per la Protezione  
e la Ricerca Ambientale

ISPRA prot 42285

Roma 28.09.2015

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

**OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo della domanda di AIA  
presentata da ENI S.p.A. - Raffineria di Livorno**

In allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo.

Il Responsabile dell'accordo di collaborazione  
ISPRA/MATTM sull'attività IPPC *ad interim*  
Dott. Claudio Campobasso

All. c.s.





**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

---

**PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**

<b>GESTORE</b>	<b>ENI SpA</b>
<b>IMPIANTO</b>	<b>RAFFINERIA</b>
<b>LOCALITÀ</b>	<b>LIVORNO</b>
<b>DATA DI EMISSIONE</b>	<b>09/09/2015</b>
<b>NUMERO TOTALE DI PAGINE</b>	<b>92</b>

Dr. Bruno Panico – Referente  
Dr. Ing. Gaetano Battistella – Coordinatore



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

### INDICE

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA.....	4
PREMESSA .....	6
<b>1 FINALITÀ DEL PIANO.....</b>	<b>7</b>
<b>2 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....</b>	<b>7</b>
<b>3 RESPONSABILITÀ NELL'ESECUZIONE DEL PIANO.....</b>	<b>8</b>
<b>4 DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA.....</b>	<b>8</b>
4.1 CICLO PRODUTTIVO ATTUALE.....	9
<b>5 CONDIZIONI GENERALI VALIDE PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....</b>	<b>11</b>
5.1 OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO .....	11
5.2 FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI .....	11
5.3 MANUTENZIONE DEI SISTEMI .....	11
5.4 EMENDAMENTI AL PIANO .....	11
5.5 OBBLIGO DI INSTALLAZIONE DEI DISPOSITIVI.....	11
5.6 ACCESSO AI PUNTI DI CAMPIONAMENTO .....	11
<b>6 OGGETTO DEL PIANO.....</b>	<b>13</b>
6.1 CARATTERIZZAZIONE MATERIE PRIME E PRODOTTI FINITI.....	13
6.2 STOCCAGGIO MATERIE PRIME E PRODOTTI FINITI.....	25
6.3 CONSUMO DI ENERGIA E COMBUSTIBILI .....	26
6.4 METODI DI ANALISI/MISURAZIONE GAS DI RAFFINERIA .....	29
6.5 METODI DI ANALISI ELEMENTARE DELL'OLIO COMBUSTIBILE.....	29
6.6 RISORSE IDRICHE .....	29
<b>7 EMISSIONI CONVOGLIATE IN ATMOSFERA.....</b>	<b>31</b>
7.1 MONITORAGGIO DEI SISTEMI DI TORCIA .....	41
7.2 METODI DI MISURA .....	42
7.3 METODI DI ANALISI.....	44
7.4 METODO DI VALUTAZIONE DEI FATTORI DI EMISSIONE LOCALI .....	44
<b>8 RETE DI QUALITÀ DELL'ARIA .....</b>	<b>47</b>
<b>9 EMISSIONI NON CONVOGLIATE IN ATMOSFERA .....</b>	<b>48</b>
9.1 METODO DI VALUTAZIONE EMISSIONI FUGGITIVE (LDAR).....	51
9.2 MONITORAGGIO DELLE PERDITE DI H <sub>2</sub> S .....	53
9.3 MONITORAGGIO DELL'EFFICIENZA DI ABBATTIMENTO DEL SISTEMA DI CONTENIMENTO VAPORI ALLE PENSILINE DI CARICO ED AI SISTEMI DI CARICAMENTO NAVI.....	53
<b>10 EMISSIONI ECCEZIONALI.....</b>	<b>54</b>
<b>11 ODORI.....</b>	<b>56</b>
<b>12 EMISSIONI IN ACQUA.....</b>	<b>57</b>
12.1 MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI.....	57
12.2 METODI DI MISURA DELLE ACQUE DI SCARICO .....	67
12.3 SISTEMA FOGNARIO "OLEOSO".....	70
12.4 CAMPIONAMENTI DELLE ACQUE DI SCARICO.....	71
<b>13 RUMORE .....</b>	<b>72</b>
<b>14 SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE.....</b>	<b>73</b>



# ISPRA

## *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

---

<b>15</b>	<b>RIFIUTI</b> .....	<b>74</b>
15.1	MATERIALI CONTENENTI AMIANTO.....	74
15.2	APPARECCHIATURE CONTENENTI OLI ISOLANTI PCB.....	74
<b>16</b>	<b>ATTIVITÀ DI QA/QC</b> .....	<b>75</b>
16.1	SISTEMA DI MONITORAGGIO IN CONTINUO (SMC).....	75
16.2	CAMPIONAMENTI MANUALI ED ANALISI IN LABORATORIO DI CAMPIONI GASSOSI.....	76
16.3	CAMPIONAMENTI.....	76
16.4	ANALISI DELLE ACQUE IN LABORATORIO.....	77
<b>17</b>	<b>REPORTING</b> .....	<b>79</b>
17.1	REPORTING IN SITUAZIONI DI EMERGENZA.....	79
17.2	REPORTING MENSILE.....	80
17.3	REPORTING ANNUALE.....	80
<b>18</b>	<b>CONTROLLO DELL'IMPIANTO DA PARTE DELL'ENTE DI CONTROLLO (PREVISIONE)</b> .....	<b>84</b>
<b>19</b>	<b>APPENDICE A</b> .....	<b>85</b>
<b>20</b>	<b>APPENDICE B</b> .....	<b>87</b>
20.1	METODO DI STIMA VOC.....	87
20.2	PERDITE DAI SERBATOI.....	88
20.3	EMISSIONI FUGGITIVE DAL SISTEMA DI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE E DALLA TORRE DI RAFFREDDAMENTO.....	89
20.4	EMISSIONI DAI FORNI, CALDAIE, SISTEMA DI COKING TERMICO, SISTEMI DI BLOWDOWN, FCC E TORCE.....	91
<b>21</b>	<b>APPENDICE C</b> .....	<b>92</b>
21.1	EMISSIONI IN ARIA PER ANNO DA MISURE CONTINUE.....	92
21.2	EMISSIONI IN ARIA PER ANNO DA MISURE DISCONTINUE.....	92
21.3	EMISSIONI IN CORPI IDRICI SUPERFICIALI O IN MARE PER MESE.....	92





**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

**Nota alle modifiche apportate al PMC allegato al Decreto AIA**

In questo paragrafo vengono riportati i riferimenti da cui sono scaturite le modifiche apportate al PMC allegato al Decreto AIA DVA-DEC-2010-0000498 del 06.08.2010 (G.U. It. n. 217 del 16.09.2010).

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

**1. Aggiornamento dell'AIA per modifica non sostanziale, di cui all'istanza del Gestore prot. DVA-2013-0005066 del 26/02/2013 ID 507 relativa "Intervento di manutenzione per l'adeguamento tecnologico dell'impianto HF3";**

**2. Aggiornamento dell'AIA per modifica non sostanziale, di cui all'istanza del Gestore prot. DVA-2013-0005069 del 26/02/2013 ID 508 relativa a "Interventi di potenziamento dell'impianto TAE mediante realizzazione di un nuovo ispessitore fanghi e di riqualificazione del sistema di recupero vapori e condense prodotte dagli impianti lubrificanti della Raffineria";**

**3. Aggiornamento dell'AIA per modifica non sostanziale, di cui all'istanza del Gestore prot. DVA-2013-0021756 del 24/09/2013 ID 628 relativa a "Implementazione di un sistema di iniezione di apposito additivo in camere di combustione dei principali forni per riduzione delle emissioni di NOx".**

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	PMC4	06.08.2010	PMC originario di AIA
1	PMC5	18.03.2015	- <u>Aggiornamento Tabella 1 "Monitoraggio Materie Prime"</u> inserendo la nuova materia prima ausiliaria "T-sand" - ID 507 - <u>Paragrafo 6.1 "Caratterizzazione Materie prime e Prodotti finiti"</u> , pag. 17;  - <u>Aggiornamento Tabella 5 "Monitoraggio utilizzo risorse idriche"</u> - ID 508 - <u>Paragrafo 6.6 "Risorse idriche"</u> , pag. 30;  - <u>Aggiornamento della Tabella 13 "Identificazione degli scarichi"</u> - ID 508 - <u>Paragrafo 12.1 "Monitoraggio scarichi idrici"</u> , pag. 56.



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

2	PMC6	09.09.2015	- <u>Estensione dell'obbligo dei controlli al sistema di iniezione dell'additivo nelle camere di combustione dei forni - ID 628</u> – “ <i>Nota alle modifiche apportate al PMC</i> ”, pag. 5
---	------	------------	---

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



# 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.

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

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'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 alle Integrazioni Scheda E – "Modalità di Gestione degli aspetti ambientali e Piano di Monitoraggio. - E.4 Piano di Monitoraggio e Controllo".



## **1 Finalità del Piano**

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

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

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

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

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

## **2 Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del Piano**

### **OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO**

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

### **DIVIETO DI MISCELAZIONE**

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

### **FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI**

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

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

1. In caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'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 esercizio.

---

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



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 Responsabilità nell'esecuzione del Piano**

La Raffineria esegue tutte le attività descritte nel presente Piano ed il Gestore ne è Responsabile; 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. L'Autorità Competente è il Ministero dell'Ambiente e del Territorio e del Mare, gli Enti di Controllo sono ISPRA ed ARPA Toscana.

### **4 Descrizione della Raffineria**

La Raffineria ha una capacità autorizzata di lavorazione bilanciata del greggio pari a 5,2 milioni di tonnellate annue. La produzione è suddivisa in ciclo di produzione carburanti e ciclo di produzione basi lubrificanti. I principali prodotti della Raffineria sono:

- Propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- Benzine per autotrazione;
- Cariche solventi, ragia minerale (anche dearomatizzati),
- Lamium dearomatizzato;
- Gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- Petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- Bitume per impiego stradale ed industriale, bitume modificato;
- Basi lubrificanti;
- Olio combustibile;
- Paraffine e petrolati;
- Estratti aromatici;
- Zolfo liquido.

L'approvvigionamento dei prodotti petroliferi avviene via mare mediante navi cisterna che ormeggiano alla Darsena Petroli e alla Darsena Ugione. Dalle suddette Darsene sono anche spediti i prodotti carburanti e lubrificanti finiti. Il convogliamento dei suddetti prodotti dalle Darsene alla Raffineria avviene mediante oleodotti (6 dalla Darsena Petroli e 4 dalla Darsena Ugione), in parte interrati ed in parte a cielo aperto.

La Raffineria è dotata di un Parco serbatoi, dettagliato al Par. 6.2 , per una capacità complessiva pari a 1,7 Mm<sup>3</sup>.



# ISPRA

## *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

La Raffineria dispone di 28 pensiline dedicate al carico/scarico (dotate di unità di recupero vapori):

- 21 pensiline di carico (15 per extra rete e 6 per rete) per prodotti carburanti su autobotti (ATB), suddivise per singoli prodotti;
- 2 pensiline di carico dei bitumi modificati;
- 1 pensilina di carico Zolfo liquido;
- 2 pensiline carico di Cat Feed e per lo scarico di oli combustibili su ferro cisterne (FFCC);
- 2 pensiline di carico GPL.

In Raffineria sono presenti oltre agli oleodotti di collegamento con le Darsene di cui sopra, anche altri oleodotti gestiti da una Società Terza (PRAOIL del Gruppo Eni), adibiti al trasferimento di prodotti finiti a depositi/stabilimenti Eni interni ed esterni, a depositi terzi esterni ed alle pensiline di carico estratti aromatici, paraffine e petrolati base Lube, gestite da STAP.

All'interno dell'area di Raffineria sono presenti:

- un gasdotto da una linea da 4'' che collega l'area GPL Nord con l'area GPL;
- un bitumedotto di collegamento con i depositi Toscopetrol e Costieri d'Alesio;
- lo stabilimento Produzione Lubrificanti (denominato STAP);
- l'ex stabilimento STAB GPL (denominato GPL Nord);
- la CTE EniPower e strutture ausiliarie cat.1.1 IPPC, oggetto di separata istruttoria AIA.

La Centrale fornisce l'energia necessaria agli impianti di Raffineria, sotto forma di vapore bassa (2,5 bar), media (8 bar), alta (40 bar) pressione, acqua degasata e demineralizzata, energia elettrica, acqua di raffreddamento (circuiti cooling), acqua antincendio ed aria compressa strumenti e riceve dalla Raffineria acqua effluenti TAE per reintegro circuito cooling, condensate di recupero, Azoto, Fuel gas, Olio Combustibile Denso e Metano. La Gestione interfaccia EniPower – Raffineria è espletata mediante le attività e le specifiche operative contenute nella RLI/PAMB23 del SGA adottato.

La Raffineria è inoltre collegata tramite gasdotto mediante 2 linee da 6'' al Costiero Gas Livorno.

La Raffineria di Livorno ha implementato un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) che risulta certificato UNI EN ISO 14001:2004 a partire dal 1999 con CERT-067-99-AE-FLR-SINCERT e conforme al Regolamento (CE) n. 761/2001 EMAS IT-000241 del 30/09/2004.

Gli stabilimenti STAP e GPL Nord sono confluiti nella Raffineria nel 2007 pertanto, le relative attività, consumi, emissioni, etc, sebbene non oggetto di AIA, sono state incluse nelle informazioni e nei dati presentati dal Gestore.

#### **4.1 Ciclo produttivo attuale**

Il Gestore individua le seguenti fasi rilevanti:

1. Raffinazione.
2. Gestione Utilities.
3. Stoccaggio e Movimentazione.
4. Trattamento Reflui.
5. Gestione Rifiuti.



# ISPRA

## *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Il Gestore individua inoltre la seguente classificazione interna, corrispondente alle unità di raffineria che ritiene tutte attività rilevanti.

- Topping D2, Distillazione atmosferica.
- Stab. Benzine. Stabilizzazione benzine
- Merox GPL. Desolforazione GPL.
- ISO. Isomerizzazione benzine.
- UNIFINER 1. Desolforazione benzine1.
- UNIFINER 2. Desolforazione benzine2.
- Platformer. Reforming catalitico benzine.
- DEA. Dearomatizzazione benzine.
- HSW. Desolforazione Kerosene.
- HD 2. Desolforazione gasoli
- HD 3 Desolforazione gasoli.
- ZOLFO 1. Recupero Zolfo 1 (CLAUS).
- ZOLFO 2. Recupero Zolfo 2 (CLAUS).
- SCOT. Trattamento gas di coda CLAUS 1 e 2.
- SWS. Sour Water Stripper.
- VPS. Distillazione sottovuoto.
- Torcia carburanti.
- PDA. Impianto di deasfaltazione Propano.
- FT 1. Impianto di raffinazione al Forfurolo 1.
- FT 2. Impianto di raffinazione al Forfurolo 2.
- MEK 1. Impianto di deparaffinazione con Solvente 1.
- MEK 2. Impianto di deparaffinazione con Solvente 2.
- HF 2. Idrogenazione basi lubrificanti.
- HF 3. Idrogenazione paraffine.
- Wax Vacuum. Distillazione sottovuoto paraffine.
- Torcia lubrificanti.
- Bitumi modificati. Produzione bitumi modificati.
- Movimentazione e stoccaggio. Stoccaggio e movimentazione di petrolio greggio, prodotti semilavorati finiti.
- Pensiline ATB. Caricamento e spedizione prodotti finiti a mezzo ATB.
- Pensiline FCC. Ricezione e spedizione prodotti a mezzo ferro cisterne.
- Oleodotti darsene. Oleodotti per ricezione e spedizione prodotti da/a terminali marini.
- Terminali marini. Darsena Petroli e Darsena Ugione (carico e scarico prodotti nave).
- TAE. Trattamento Acque effluenti.



## **5 Condizioni generali valide per l'esecuzione del Piano**

### **5.1 Obbligo di esecuzione del Piano**

Il Gestore della Raffineria si impegna ad eseguire campionamenti, analisi, misure, verifiche, manutenzioni e calibrazioni così come indicato nel presente Piano e in accordo con le procedure del Sistema di Gestione Ambientale (SGA) di Raffineria.

### **5.2 Funzionamento dei sistemi**

La Raffineria si impegna ad intraprendere tutte le azioni necessarie a garantire il corretto funzionamento delle apparecchiature di campionamento e monitoraggio nelle condizioni di normale esercizio.

Nei periodi di manutenzione e calibrazione dei sistemi di controllo in continuo, il Piano prevede sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi come indicato ai capitoli seguenti.

In particolare, in caso di malfunzionamento del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni dai camini, la Raffineria adotterà nel minor tempo possibile tutte le misure necessarie alla riparazione e ricalibrazione dell'attrezzatura, notificando all'Autorità Competente in caso di protratta indisponibilità di dati validi.

In caso di protratta indisponibilità dello strumento verranno effettuate campagne analitiche alternative.

### **5.3 Manutenzione dei sistemi**

La Raffineria esegue tutte le azioni necessarie a garantire che la funzionalità della strumentazione di monitoraggio e analisi sia mantenuta nel tempo, in modo da disporre di letture puntuali ed accurate circa le emissioni e gli scarichi.

### **5.4 Emendamenti al Piano**

Potranno, su proposta motivata di ISPRA e/o del Gestore, essere valutate eventuali proposte di revisione del presente Piano di Monitoraggio e Controllo, o di parte di esso, qualora l'esercizio effettivo dell'impianto lo rendesse necessario.

### **5.5 Obbligo di installazione dei dispositivi**

La Raffineria garantisce l'installazione dei dispositivi di campionamento e monitoraggio, incluse le apparecchiature automatiche ed elettroniche per l'acquisizione di campioni e/o dati, per tutti i punti di emissione e in accordo con quanto indicato nei successivi capitoli.

### **5.6 Accesso ai punti di campionamento**

La Raffineria garantisce accesso permanente e sicuro ai punti di campionamento e monitoraggio. Durante le ispezioni presso lo stabilimento sono consegnati, in ottemperanza alle norme vigenti (D.Lgs. 334/99 e smi, D.Lgs. 626/94 e smi e DLgs.81 del 09/04/2008 di riordino e coordinamento),





# ISPRA

## *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

---

i Dispositivi di Protezione Individuale DPI (indumenti idonei, scarpe di sicurezza, elmetto, occhiali di sicurezza, protezioni auricolari e guanti).

I seguenti punti di campionamento e monitoraggio sono resi accessibili:

- Dispositivi di monitoraggio in continuo.
- Punti di scarico parziali e finale delle acque reflue depurate.
- Punti di campionamento delle emissioni aeriformi.
- Punti di campionamento delle emissioni in acqua.
- Punti di emissioni sonore nel sito.
- Pozzi di emungimento delle acque sotterranee e piezometri.
- Aree di deposito rifiuti.



## **6 Oggetto del Piano**

I dati quantitativi presentati nelle tabelle al presente capitolo sono riferiti alla Massima Capacità Produttiva (MCP) della Raffineria, come dichiarati nell'istanza di AIA.

### **6.1 Caratterizzazione Materie prime e Prodotti finiti**

Le sostanze identificate come "Materie prime" possono essere suddivise in diverse tipologie:

- Materie prime di natura petrolifera (grezzi e semilavorati);
- Prodotti petroliferi intermedi e finiti (distillati leggeri, medi, pesanti e GPL);
- Materie prime di natura non petrolifera, classificabili a loro volta in chemicals, flocculanti, catalizzatori e sostanze varie.

I principali Prodotti petroliferi introdotti per lavorazione o miscelazione sono:

- Petrolio grezzo;
- Metil Ter Butil Etere (MTBE), utilizzato per il blending benzine;
- Residui atmosferici (ATZ/BTZ) e Bottom HDC (Fondo impainto Hydrocracking) proveniente da altre raffinerie da inviare come cariche addizionale del ciclo produzione Lubrificanti;
- Benzine e gasoli semilavorati e finiti (da altre Raffinerie).

Gli indicatori di prestazione ambientale relativamente al presente aspetto sono:

- Refining Utilization;
- Bilancio dello Zolfo;
- Perdite su lavorazione.

Nelle Tabella 1 e Tabella 2 seguenti sono riportate le specifiche di monitoraggio associate alle Materie prime e ai Prodotti finiti della Raffineria.



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Tabella 1 – Monitoraggio Materie Prime

Descrizione Materia Prima	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	UM	Quantità alla MCP	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Petrolio Grezzo	8002- 05-9	Petrolio grezzo – miscela complessa di idrocarburi costituita prevalentemente da idrocarburi alifatici, alicyclici e aromatici	Unità Topping	Parco serbatoi	Liquido	Accertamento fiscale N/C e misure livello serbatoi	ton	5.200.000	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Semilavorati	-	Benzine Gasoli Distillati pesanti MTBE/ETBE	Unità varie di raffinazione e blending prodotti	Parco serbatoi	Liquido	Accertamento fiscale N/C e misure livello serbatoi peso autobotti/ferro cisterne	ton	671.000			
Pertene	127- 18-4	Solvente	Impianto Platformer	In impianto	Liquido	Peso autobotti	ton	10			
Toluolo	108- 88-33	Toluene	Impianti MEK1/2	In impianto	Liquido	Peso autobotti	ton	550			



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Descrizione Materia Prima	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	UM	Quantità alla MCP	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
MEK Metiltilketone	78-93-3	Metiltilchetone Butadone	Impianti MEK1/2	In impianto	Liquido	Peso autobotti	ton	450			
Ammia	105-59-9	N-metil Dietanolammina	Impianti MEA/Recupero zolfo	In impianto	Liquido	Peso autobotti	ton	80			
Furfurolo	98-1-1	Furfurolo	Impianti FT1/2	In impianto	Liquido	Peso autobotti	ton	850			
Ossigeno	7782-44-7	Ossigeno	Impianti di recupero zolfo	In impianto	Liquido	Peso autobotti	ton	2.500			
Azoto	7727-37-9	Azoto	Impianti Platformer e Isomerizzazione	In impianto	Liquido	Peso autobotti	m <sup>3</sup>	2.800.000			
Idrogeno	1333-74-0	Idrogeno	Impianto Platformer	In impianto	Liquido	Peso autobotti	m <sup>3</sup>	4.600			
Soda caustica	1310-73-2	Idrossido di sodio	Merox stabilizzazione benzine	In impianto	Liquido	Peso autobotti	ton	160			
Setacci molecolari CLR 454	1313-59-3 1305-78-8 1309-48-4	Ossido sodio Ossido calcio Ossido magnesio	Impianto Platformer	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	3,6			



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Descrizione Materia Prima	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	UM	Quantità alla MCP	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
KF 841	1313-99-1	Ossido nichel Ossido molibdeno	Unifiner 2	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	15			
	1313-27-5										
KF 542	1313-99-1	Ossido nichel Ossido molibdeno	Unifiner 1/2 HD2	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	3			
	1313-27-5										
KG 55	1344-28-1	Ossido di alluminio Fused silica		In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	1,5			
	60676-86-0										
R 234	1344-28-1	Ossido alluminio Cloruro idrogeno Platino	Platformer	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	35			
	7647-01-0										
	7440-06-4										
HS 10	7631-86-9	Ossido silicio Ossido alluminio Platino	Isomerizzazione	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	20			
	1344-28-1										
	7440-06-4										



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Descrizione Materia Prima	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	UM	Quantità alla MCP	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
DC 2118	1313- 99-1	Ossido nichel	HD3	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	110			
	1313- 27-5	Ossido molibdeno									
	1307- 96-6	Ossido cobalto									
C46-7-03	1313- 99-1	Ossido nichel	Dearomatizzazione	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	18			
	1313- 27-5	Ossido molibdeno									
	7631- 86-9	Silice									
T-Sand	1314- 35-8	Ossido di tungsteno	HF3	In impianto	solido	HF3	Peso automezzi	9,44			
	1313- 99-1	Monossido di nichel									
	1313- 27-5	Triossido di molibdeno									
S 201	1344- 28-1	Ossido alluminio	Impianto recupero zolfo	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	1,0	Registrazione su Sistema	Annuale	Controllo Reporting

**ISPRA***Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Descrizione Materia Prima	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	UM	Quantità alla MCP	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Criterion 534	1307-96-6 1313-1313-27-5	Ossido cobalto Triossido di molibdeno	Impianto recupero zolfo	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	4,6	Informativo		
T 2593 CDS	12138-09-9 1314-35-8 16812-54-7 1313-99-1 7631-86-9	Solfuro/ossido di Tungsteno Ossido/solfuro di nichel Anidride silicica	HF3	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	2,9			
HDN-60	1313-99-1	Ossido di nichel	Bitumi modificati	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	4,9			
D1186	9003-55-8	Styrene Butadiene Styrene	Bitumi modificati	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	628			
Pavprene 511	9003-55-8	Styrene Butadiene	Bitumi modificati	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	260			
Pavprene 511/190	9003-55-8 25038-32-8	Styrene Butadiene Styrene isoprene	Bitumi modificati	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	131			

Nome file: 030-Eni- Raffineria Livorno-PMC6



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Descrizione Materia Prima	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	UM	Quantità alla MCP	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Stadis 450 ANTIST. ATK	8008- 20-6 108- 88-3	Kerosene Toluene	Blending Jet Fuel	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	5,3			
Europrene sol T161/B	9003- 55-8	Styrene Butadiene Styrene	Bitumi modificati	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	781			
Cloroparaffina	85535- 85-9	Cloro paraffine Cloro	Denaturazione estratti aromatici	In impianto	Solido	Peso automezzi	ton	184			
Flow Improver		Cherosene Nafta aromatica	Blending gasoli	In impianto	Liquido	Peso automezzi	ton	98			
Verde Pigmoil	64742- 94-5	Nafta solvente	Blending gasoli	In impianto	Liquido	Peso automezzi	ton	11	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Verde Somalia BSP	6474- 2-94-5	Naftalene	Blending benzine	In impianto	Liquido	Peso automezzi	ton	39			
Rosso Somalia LGR	6474- 2-94-5	Naftalene	Blending gasoli	In impianto	Liquido	Peso automezzi	ton	0,55			

Sono inoltre presenti:

- Basi lubrificanti (208.000 t/a), Miscela lubrificanti finite (9.500 t/a) ed Additivi (32.500 t/a), afferenti al deposito STAP;
- Propano (30.000 t/a), Miscela GPL (35.000 t/a) e Denaturante GPL (1 t/a), afferenti al GPL Nord.





**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Tabella 2 – Monitoraggio Prodotti finiti

Denominazione Prodotto finito	N°CAS	Ubicazione stoccaggio	Metodo Misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione e di controllo	Reporting	Controllo Ente preposto
Propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento	68476-26-6 68476-40-4 68476-49-3 68476-85-7 68476-86-8 68477-72-5 68477-85-0 68606-26-8 68783-65-3 877471-01-3 92045-80-2	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB)	Ogni carico	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo reporting



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Denominazione Prodotto finito	N°CAS	Ubicazione stoccaggio	Metodo Misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione e di controllo	Reporting	Controllo Ente preposto
Benzine per autotrazione	64741-41-9 64741-42-0 64741-46-4 64741-54-4 64741-55-5 64741-74-8 64741-83-9 64741-78-2 68921-08-4 68919-37-9 68475-70-7 92045-65-3 64742-73-0 92045-52-8 86290-81-5 92045-60-8	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB) Accertamento fiscale N/C Contatore fiscale	Ogni carico Ogni carico Continuo	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Denominazione Prodotto finito	N°CAS	Ubicazione stoccaggio	Metodo Misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione e di controllo	Reporting	Controllo Ente preposto
Cariche solventi, raggia minerale (anche de aromatizzati)	64741-41-9	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB) Accertamento fiscale N/C Contatore fiscale	Ogni carico Ogni carico Continuo	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	
	64741-42-0						
	64741-46-4						
	64741-54-4						
	64741-55-5						
	64741-74-8						
	64741-83-9						
	64741-78-2						
	68921-08-4						
	68919-37-9						
68475-70-7							
92045-65-3							
64742-73-0							
92045-52-8							
86290-81-5							
92045-60-8							
Lamium dearomatizzato	8008-20-6	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB) Accertamento fiscale N/C Contatore fiscale	Ogni carico Ogni carico Continuo	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	
	64742-81-0						
	93763-35-0						



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Denominazione Prodotto finito	N°CAS	Ubicazione stoccaggio	Metodo Misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione e di controllo	Reporting	Controllo Ente preposto
Gasolio per autotrazione e riscaldamento	64741-77-1	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB) Accertamento fiscale N/C Contatore fiscale	Ogni carico Ogni carico Continuo	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	
	64742-80-9						
	68334-30-5						
	64741-59-9						
	64741-82-8						
	68814-87-9						
64741-58-8							
64742-87-6							
Petrolio per combustibile avio e per riscaldamento	8008-20-6	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB) Accertamento fiscale N/C Contatore fiscale	Ogni carico Ogni carico Continuo	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	
	64742-81-0						
	93763-35-0						
Bitume per impiego stradale ed industriale	8052-42-4	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB) Accertamento fiscale N/C	Ogni carico Ogni carico	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	
	64741-56-6						
Bitume modificato	8052-42-4	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB)	Ogni carico	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	
	64741-56-6						
Basi lubrificanti	64741-89-5	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB) Accertamento fiscale N/C Accertamento fiscale serbatoio	Ogni carico Ogni carico Ogni trasferimento	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	
	64741-95-3						
	101316-72-7						



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Denominazione Prodotto finito	N°CAS	Ubicazione stoccaggio	Metodo Misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione e di controllo	Reporting	Controllo Ente preposto
Olio combustibile	64741-57-7 64741-61-3 64741-62-4 64741-75-9 64741-80-6 64741-81-7 64742-86-5 68476-33-5 68553-00-4	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB) Accertamento fiscale N/C Contatore fiscale Accertamento fiscale serbatoio	Ogni carico Ogni carico Continuo Ogni trasferimento	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	
Paraffine e petrolati	64742-51-4 80002-74-2 80009-03-8	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB)/Ferrocisterne (FFCC) Accertamento fiscale N/C Accertamento fiscale serbatoio	Ogni carico Ogni carico Ogni trasferimento	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	
Estratti aromatici	64742-04-7 64742-05-8	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB)/Ferrocisterne (FFCC) Accertamento fiscale N/C Accertamento fiscale serbatoio	Ogni carico Ogni carico Ogni trasferimento	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	
Zolfo liquido	-	Parco serbatoi	Peso autobotte (ATB)	Ogni carico	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	



## **6.2 Stoccaggio Materie prime e Prodotti finiti**

Il Gestore dichiara n° 68 aree di stoccaggio materie prime e prodotti finiti, di cui:

- n° 49 sono afferenti al Parco serbatoi,
- n° 3 sono afferenti all'impianto trattamento acque TAE;
- n° 7 sono afferenti agli impianti di processo;
- n° 3 sono afferenti alla Darsena Ugione;
- n° 6 sono afferenti alla Nuova Darsena Petroli.

Il Parco serbatoi è costituito da 276 serbatoi per lo stoccaggio dei prodotti finiti, delle basi semilavorate e degli additivi e da 6 serbatoi per lo stoccaggio del greggio per una capacità complessiva pari a 1.7 milioni di m<sup>3</sup> ed afferenti a diverse tipologie:

- serbatoi tumulati destinati allo stoccaggio del GPL;
- sigari destinati allo stoccaggio del GPL;
- serbatoi di categoria A, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità inferiore a 21°C;
- serbatoi di categoria B, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità compreso tra 21° e 65°C;
- serbatoi di categoria C, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità superiore a 65°C.
- serbatoi per altri prodotti (slop, additivi di processo, fondami. Zolfo, acque reflue, etc.)

Sono presenti inoltre serbatoi/polmoni per lo stoccaggio di prodotti chimici e dei solventi di lavorazione.

Il Gestore, entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA, deve implementare un programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici tale per cui, a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, ogni semestre debba risultare:

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

o in alternativa:

- 2-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.

- 3- 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 il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale secondo le regole di validità temporale indicate ai punti 1 e 2 precedenti.

Programma e Protocollo di sorveglianza serbatoi devono essere trasmessi ad ISPRA ed ARPA Toscana per la loro approvazione ed attuazione immediata. I risultati del monitoraggio devono essere archiviati su supporto informatico ed inseriti nel Rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente.

Le ispezioni interne sui serbatoi interrati devono essere definite e determinate, caso per caso, sulla base della natura del prodotto stoccato, dal grado di corrosione associato e dalla storia



# ISPRA

## *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

ispettiva/manutentiva del serbatoio. Il Protocollo deve inoltre specificare, un censimento aggiornato dei serbatoi ed una previsione per i successivi 8 semestri relativamente a:

- i serbatoi che sono dotati di doppio fondo ed un piano di installazione dei doppi fondi sui serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburi in numero minimo due serbatoi all'anno;
- i serbatoi che sono dotati di pavimentazione dei bacini;
- le pipe-way che sono dotate di pavimentazione ed un piano di pavimentazione delle restanti principali pipe-way di stabilimento.

Relativamente alle attività di movimentazione e stoccaggio prodotti ed alle condizioni incidentali od anomale che potrebbero accadere in tali attività, il Gestore è tenuto all'applicazione PAM 18 del SGA adottato.

### **6.3 Consumo di energia e combustibili**

L'energia elettrica ed il vapore sono forniti dalla centrale EniPower.

Il Gestore deve eseguire il monitoraggio dei consumi energetici come indicato in Tabella 3 e dei consumi di combustibili come indicato in Tabella 4.

Il Gestore deve effettuare il controllo del tenore di Zolfo presente nei combustibili come di seguito indicato.

- Nel Fuel gas, con frequenza settimanale, su quattro campioni prelevati da altrettanti punti dislocati sulla rete Fuel gas e secondo la PAMB 23 del SGA adottato.
- Nel Fuel oil, ad ogni preparazione, sia relativamente al Fuel oil OC BTZ che sia al Fuel oil OC MTZ.
- Nel Metano con frequenza annuale ed inoltre secondo le specifiche della Procedura PAMB12 del SGA adottato.

I consumi di vapore ed energia elettrica dello stabilimento STAP sono completamente integrati all'interno del circuito della Raffineria. I consumi energetici di GPL Nord sono pari a 1 MWh/a di energia elettrica.

L'indicatore di prestazione ambientale definito è l'Indice di Efficienza Energetica (EII).



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Tabella 3 – Monitoraggio consumi energetici

Descrizione	Tipologia	Metodo misura	Quantità alla MCP	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione	Reporting	Controllo Ente preposto
Energia importata da EniPower	Elettrica	Contatore (calcolo EniPower)	266.897.243 kWh/anno	Continua	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Vapore importato da EniPower	Vapore	Misuratore portata in linea	674452 ton AP 946507 ton MP 538023 ton BP	Continua			

Tabella 4 - Monitoraggio consumi combustibili

Tipologia combustibile	Punto di misura	Fase di utilizzo	Metodo misura	Consumo annuo alla MCP (ton)	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Fuel oil	Serbatoi di stoccaggio	Forni	Misurazione livello serbatoio	139.328	Continua	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Fuel gas	Vari punti su linea di distribuzione	Forni	Misuratori di portata in linea	83.784	Continua			





**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Tipologia combustibile	Punto di misura	Fase di utilizzo	Metodo misura	Consumo annuo alla MCP (ton)	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Metano	Su linea di distribuzione ingresso raffineria	Forni	Contatore fiscale	2	Continua			
Gasolio	Serbatoi di stoccaggio	GPL Nord	Misurazione livello serbatoio	15	Continua			
GPL	Serbatoi di stoccaggio	GPL Nord	Misurazione livello serbatoio	35	Continua			



#### **6.4 Metodi di analisi/misurazione gas di raffineria**

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.

#### **6.5 Metodi di analisi elementare dell'olio combustibile**

**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);

**Norma UNI EN ISO 8754**, Petroleum products - Determination of sulfur content - Energy dispersive X-ray fluorescence spectrometry

**Norma ASTM D 1552-07**, Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (High-Temperature Method)

#### **6.6 Risorse idriche**

L'indicatore di prestazione ambientale è l'indice di riutilizzo acqua di scarico come reintegro torri di raffreddamento CTE EniPower. L'approvvigionamento idrico di STAP è completamente integrato a quello della Raffineria.

Il monitoraggio delle risorse idriche deve essere eseguito come indicato in Tabella 5.



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Tabella 5 - Monitoraggio utilizzo risorse idriche

Approvvigionamento	Punto di prelievo/misura	Metodo di misura	Utilizzo	Volume totale annuo alla MCP (m <sup>3</sup> )	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
EniPower (acque industriali)	Misuratori di portata su linee acque uscita EniPower	Misuratori di portata	Industriale/Processo/Raffreddamento	294.020	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Fosse Acque Salse (acque superficiali)	Contatore posto sulla condotta di presa	Contatore	Antincendio	283.980			
Effluente TAE (acque da impianto di depurazione)	Misuratori di portata su linee recupero acqua	Misuratori di portata	Industriale/Raffreddamento inviate ad EniPower	2.273.980			
			Antincendio	491.020			
Acquedotto (uso potabile)	Contatori posti su condutture di arrivo	Contatori	Igienico sanitario	190.000			



## 7 Emissioni convogliate in atmosfera

La selezione dei punti di emissione significativi e le sostanze con obbligo di monitoraggio derivano dall'analisi del processo e da obblighi di legge. In particolare sono da tenere in considerazione gli obblighi di monitoraggio derivante dalla direttiva Grandi Impianti di Combustione e dal D.Lgs. 152/2006. Le attività di Raffineria generano due tipologie di emissioni: emissioni convogliate ed emissioni non convogliate (diffuse e fuggitive). I forni sono le unità di raffineria dove si originano le maggiori emissioni in atmosfera di CO, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, particolato, SO<sub>x</sub>. Anche le unità di recupero zolfo e le torce rappresentano una fonte emissiva importante.

Inoltre, contribuiscono alle emissioni in atmosfera anche le emissioni non convogliate le attività di stoccaggio e di movimentazione prodotti, gli impianti di processo, caricamento prodotti e l'impianto di trattamento acque.

Nella seguente Tabella 6 sono riassunte le informazioni riguardanti i punti di emissione convogliata in atmosfera della Raffineria e dello stabilimento STAP (GPL Nord non ha punti di emissione convogliata).

Gli indicatori di prestazione ambientale sono:

- Indice di conformità emissioni;
- Indice delle emissioni per quantitativo annuale lavorato (Carica Impianti);
- Qualità dell'aria;
- Indice di emissioni CO<sub>2</sub>.

I sotto indicati camini, le cui caratteristiche sono riportate nella domanda di AIA, rientrano nel calcolo di bolla.

### Assetto autorizzato

Camino	Fasi
1	D2, HD3
4	HD2, HSW, UNIFINER 1, PLATFORMER, CLAUS1, CLAUS2, SCOT
5	UNIFINER 2, TIP
7	VPS, FT1, HOT OIL
9	HF2
10	HF3
11	WAX VACUUM



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Tabella 6 - Punti di emissioni convogliate

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP (Nm <sup>3</sup> /h)	Durata emissione (h/giorno) <sup>2</sup>	Durata emissione (giorni/anno)	Temp. (°C)	Altezza dal suolo (m)	Area sez. di uscita (m <sup>2</sup> )	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y	Sistemi di trattamento
1	D2, HD3	63.549	24	365	220	80	9,07	1608064,4685	4826490,6543	NO
4	HD2, HSW, UNI1, PLAT1, RECUPERO ZOLFO CLAUS, E SCOT	72.162	24	365	190	90	6,15	1607926,9754	4826583,7667	NO
5	UNI2, TIP	23.054	24	365	280	60	8,29	1607981,7986	4826651,6430	NO
7	VPS, FT1, HOT OIL, RECUPERO VAPORI	143.001	24	365	200	100	12,87	1608278,1049	4826830,9062	NO
9	HF2	1.865	24	365	600	24	0,33	1608093,1774	4826909,9390	NO
10	HF3	1.201	24	365	600	19	0,33	1608117,9864	4826900,9580	NO
11	WAX VACUUM	1.750	24	365	600	26	0,19	1608140,9227	4826893,4825	NO
14	TORCIA CARBURANTI	11.830	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	103	0,46	1607883,0299	4826387,0994	NO

<sup>2</sup> Non sono conteggiati i periodi di manutenzione ordinaria, differenti per ogni unità.



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP (Nm <sup>3</sup> /h)	Durata emissione (h/giorno) <sup>2</sup>	Durata emissione (giorni/anno)	Temp. (°C)	Altezza dal suolo (m)	Area sez. di uscita (m <sup>2</sup> )	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y	Sistemi di trattamento
15	TORCIA LUBRIFICANTI	3.645	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	103	0,46	1607908,2659	4827342,1541	NO
16a	Unità recupero vapori caricamento ATB benzine	210	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	0,032	1608314,5764	4826182,0801	Lavaggio con petrolio sotto raffreddato
16b		-	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	8	0,071			
17/1.../35	Sfiato cappe laboratorio chimico	-	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	-	-	160845,6532	4826573,8915	NO
18	Sfiato cappa laboratorio SOI LUBE	-	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	-	-	1608323,7909	4826674,7036	NO
19	Sfiato cappa laboratorio SOI CARB	-	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	-	-	1608074,4759	4826546,7828	NO
20	Sfiato cappa laboratorio SOI MOV	-	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	-	-	1608054,0260	4826610,3081	NO
					-	-	-			NO
21	Sfiato cappa laboratorio SOI MOV TAE	-	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	-	-	1608094,4907	4827343,0243	NO



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP (Nm <sup>3</sup> /h)	Durata emissione (h/giorno) <sup>2</sup>	Durata emissione (giorni/anno)	Temp. (°C)	Altezza dal suolo (m)	Area sez. di uscita (m <sup>2</sup> )	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y	Sistemi di trattamento
22	CCR Platformer, sfiato rigenerazione ciclica		Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	80 c.a.	0,0046	1607980,0582-	4826596,8199	NO
1-E18	STAP 1 linea conf. Fustoni 1.000 l	675	8	-	-	3,2	0,02	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	NO
2-E19	STAP 2 linee conf. Secchi 20 l	5.400	16			5	0,08	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	NO
3-E20	STAP linea 1 conf. 200 l	1.000	16			5	0,02	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	NO
4-E21	STAP linea 2 conf. 200 l	1.000	16			5	0,02	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	NO
5-E22	STAP linea 3 conf. l	1.000	16			5	0,02	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	NO



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP (Nm <sup>3</sup> /h)	Durata emissione (h/giorno) <sup>2</sup>	Durata emissione (giorni/anno)	Temp. (°C)	Altezza dal suolo (m)	Area sez. di uscita (m <sup>2</sup> )	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y	Sistemi di trattamento
6-E23	STAP linea 4 conf. 200 I	1.000	16			5	0,02	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	NO
7-E24	STAP 10 serbatoi minibulk	convezione naturale	24			16	0,07	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	NO
8-E25	STAP tutti i tini di miscelazione	2.700	16			23	0,07	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	NO
9-E17 (*)	STAP VRU punti di carico estratti aromatici	3.600	3			15	0,10	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	NO
10-21 Cappe	STAP sfiati cappe laboratorio	1.000 cad	10			-	da 0,013 a 0,05	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	NO
22-LTBS (*)	STAP 1 linea conf. 1 I cilindrico	convezione naturale	generalmente non in esercizio			6	0,28	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	NO

(\*) Art. 12 DPR 203/88

Nome file: 030-Eni-Raffineria Livorno-PMC6





**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Le caratteristiche del monitoraggio sono indicate in Tabella 7.

Tabella 7 – Monitoraggio delle emissioni convogliate

Parametro/ Inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7	Strumentale diretto/ Continuo (entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA)	NDIR (assorbimento non dispersivo dell'onda a infrarosso)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 14791:2006, UNI 10393:1995	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7	Strumentale diretto/ Continuo (entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA)	NDIR (assorbimento non dispersivo dell'onda a infrarosso)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 14792:2006	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
PTS	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7	Strumentale diretto/ Continuo (entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA)	Triboelettrico	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 13284-1:2003	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
CO	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7	Strumentale diretto/ Continuo (entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA)	NDIR (assorbimento non dispersivo dell'onda a infrarosso)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 15058:2006	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Parametro/ Inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
O <sub>2</sub>	%	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Strumentale diretto/ Continuo	Ad Ossido di Zirconio	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
	%	Tutti i forni di raffineria	Campionamento ed analisi /Semestrale	(UNI EN 14789:2006)	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
PM10	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7	Campionamento ed analisi /Mensile	EPA Method 201 A	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Arsenico	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 NIOSH 7900	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Benzene	µg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11, 16/a, 16/b	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 13649:2002	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Cadmio	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	IRSA Q64 e det ICP UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Cloro	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
COV	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11, 16/a, 16/b tutti i camini di STAP (1- E18, 2-E19, 3-E20, 4- E21, 5-E22, 6-E23, 7- E24, 8-E25, 9-E17, 10-21 Cappe laboratorio 1- 12, 22- LTBS)	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 13649:2002	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

<b>Parametro/ Inquinante</b>	<b>UM</b>	<b>Punto di emissione</b>	<b>Tipo di monitoraggio/ frequenza</b>	<b>Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo</b>	<b>Modalità registrazione controlli</b>	<b>Reporting</b>	<b>Controllo Ente preposto</b>
Cromo	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Cromo VI	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Rame	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Fluoro	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Mercurio	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 13211:2003, UNI EN 1483:1999	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
IPA	µg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Nichel	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 US EPA method 29	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Piombo	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
PM10	mg/Nm <sup>3</sup>	5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	EPA Method 201 A	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Selenio	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 13284:2003 + M.U. 723:86 Man 122/1989 III + EPA 200.8 1994	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Zinco	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 US EPA method 29	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
 Ambientale*

Parametro/ Inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Vanadio	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi / Semestrale	UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
H <sub>2</sub> S	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 5, 7	Campionamento ed analisi / Semestrale	M.U.634:84	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
PCB	µg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi / Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
NH <sub>3</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi / Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
Idrocarburi totali	mg/Nm <sup>3</sup>	16/a, 16/b, 7, 9, 10, 11	Campionamento ed analisi / Semestrale	Rapp. ISTISAN 97/35	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
1,3 butadiene	mg/Nm <sup>3</sup>	16/a, 16/b, 7	Campionamento ed analisi / Semestrale	-	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma
COV	Ton	1, 4, 7, 5, 9, 10, 11, 14, 15, 16/a, 16/b, 17/1,...17/35, 18, 19, 20, 21, 22	Indiretto/ Semestrale	EPA 3C/96	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting Sopralluog programma



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Il controllo del processo relativo al sistema di trattamento fumi deve essere eseguito come indicato in Tabella 8.

Tabella 8 – Controllo del sistema di trattamento fumi

Punto di emissione	Sistema di abbattimento	Parametro di controllo del processo di abbattimento	UM	Frequenza controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Tutti i forni	Utilizzo di combustibili (FG e/o FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli	Zolfo nel fuel oil Zolfo nel fuel gas	% mg/Nm <sup>3</sup>	Accertamento fiscale (Fuel oil) Settimanale (Fuel gas)	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
4	CLAUS: Impianto SCOT di trattamento dei gas di "coda" provenienti dai CLAUS Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli	Zolfo nel fuel oil Zolfo nel fuel gas H <sub>2</sub> S residuo nei gas in uscita Monitoraggio Conversione Claus Scot	% mg/Nm <sup>3</sup> mg/Nm <sup>3</sup>	Accertamento fiscale (Fuel oil) Settimanale (Fuel gas) Settimanale H <sub>2</sub> S residuo in concomitanza con il settimanale Fuel gas	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
14, 15 (scarichi di sicurezza - Blow-down impianti)	Separatore di condensa (KO DRUM) e guardia idraulica	Monitoraggio continuo presenza fiamma pilota	-	Continuo	na	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
		Misura continua dei gas vapori inviati in torcia	Nm <sup>3</sup> /h	Continuo	Registrazione su sistema informativo		
		Misura continua del peso molecolare dei gas vapori inviati in torcia	upm	continuo	Registrazione su sistema informativo		



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Punto di emissione	Sistema di abbattimento	Parametro di controllo del processo di abbattimento	UM	Frequenza controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
1, 4, 5	Bruciatori Low NO <sub>x</sub> dei forni Unità Topping, PLAT, HD2, HSW, FT1, Isomerizzazione				Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
16/b	Filtri a carbone attivo	H <sub>2</sub> S, HC totale, Benzene 1-3 butadiene in uscita	mg/Nm <sup>3</sup>	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato

Si prescrive che il Gestore mantenga comunque la buona efficienza dei sistemi di trattamento fumi di cui sopra, mediante opportuna manutenzione periodica programmata.

### 7.1 Monitoraggio dei sistemi di 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 dovuta alla apertura di una o più valvole di sicurezza su un singolo vessel in pressione, ad un gruppo di valvole di una unità, o una perdita di pressione generalizzata a tutta la raffineria per mancanza di elettricità o per altre cause e comunque ad una sovrappressione che si instaura nel sistema di blow-down ad essa collegato. Questo fa sì che la composizione ed il flusso del gas in torcia siano ampiamente non prevedibili.

La valutazione del flusso di massa che viene avviato alla torcia non può quindi determinato dal solo dato di velocità di flusso, ma risulta necessario determinarne anche la composizione. Inoltre, poiché il sistema di torcia è integrale al sistema di sicurezza da sovrappressioni, il metodo di misura del flusso deve essere tale da determinare il minimo di perdite di carico nel collettore di torcia al fine di non incrementare la contropressione nel collettore stesso. Quindi i dispositivi di misura debbono essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura ma anche in termini di minime perdite di carico.

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

La composizione del gas avviato alla torcia può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente. La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo. Un incremento del flusso sopra una certa "soglia" può essere utilizzato come avvio dell'operazione manuale o strumentale di campionamento. Se l'evento di sficolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto. 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 1.100 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 fosse di diametro minore, la soglia di 1.100 kg/h sarebbe 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 il valore di "soglia" dovrebbe essere modificato.

Entro tre mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve definire, di concerto con l'Ente di Controllo, una quantità giornaliera di gas inviata in torcia superata la quale il Gestore deve:

- ricercare la causa ed i fattori che hanno contribuito a tale evento;
- adottare le necessarie misure per evitare il ripetersi dell'evento;
- riportare all'Autorità competente e all'Ente di Controllo, entro 8 ore dall'evento, la quantità di gas inviata in torcia in condizioni di emergenza, la durata della stessa, le cause dell'evento e le misure adottate per evitare il ripetersi dello stesso.

Il Gestore deve, entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, proporre all'Ente di Controllo un protocollo che specifichi l'implementazione del sistema di monitoraggio delle torce con misuratore di flusso in continuo e le modalità di intervento in caso di sfiacolamenti legati a situazioni di emergenza. Tale protocollo deve essere espressamente approvato dall'Ente di Controllo al fine di diventare parte integrante del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

Il Gestore deve completare l'installazione della strumentazione necessaria all'attuazione del suddetto Protocollo entro e non oltre 18 mesi dal rilascio del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

Il Gestore deve altresì garantire che, trascorsi i 18 mesi stabiliti, durante ogni evento di sfiacolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare in accordo al protocollo approvato dall'Ente di Controllo e possibilmente, con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti, la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia.

Il Gestore deve, in base a quanto stabilito nell'Autorizzazione Integrata Ambientale, notificare all'Ente di Controllo ogni evento di sfiacolamento che determini un'emissione di SO<sub>2</sub> superiore alle 7 tonnellate giorno, da una singola torcia o dall'insieme delle torce in funzione nella giornata.

Il report di tale notifica deve contenere:

- Data e l'ora di inizio e fine dell'evento.
- Stima della quantità di SO<sub>2</sub> emessa e lo sviluppo dei calcoli.
- Descrizione delle misure prese per limitare la durata e/o le quantità dell'emissione.
- Dettagliata Root Cause Analysis (RCA) dell'evento.
- Analisi delle misure, risultante dalla RCA, che sono disponibili per ridurre la probabilità di ripetizione dell'episodio. L'analisi deve contenere le alternative disponibili, la probabile efficacia ed i costi delle stesse. Se l'analisi concludesse che siano necessarie azioni, il report dovrebbe includere anche una descrizione delle attività, e se non già completate, un cronoprogramma per la loro implementazione.

## 7.2 Metodi di misura

### Flussimetro



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

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

#### Campionamento del gas (automatico o manuale)

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

1. Il punto di campionamento del gas, sia esso realizzato manualmente sia strumentalmente, deve essere rappresentativo della reale composizione del gas.
2. Il sistema di campionamento deve essere uno dei seguenti due proposti:
  - a. Campionamento manuale
    - Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla "soglia" di 1.100 kg/h, un campione manuale deve essere preso ad intervalli di 15 minuti.
    - I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "*Metodi di analisi*".
  - b. Campionamento automatico
    - Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla "soglia" di 1.100 kg/h, un campione automatico deve essere preso ad intervalli di 15 minuti ed il campionamento deve continuare fino a che il flusso del gas inviato alla torcia, per ogni successivo intervallo di 15 minuti, non sia inferiore a 1.100 Kg/h.
    - Se è scelta la modalità di ottenimento di un campione integrato su tutto l'intervallo di superamento della soglia di 1.100 kg/h, deve essere preso un campione ogni 15 minuti fino al riempimento del contenitore del campionatore automatico. Se, in relazione alla necessità di campionare ulteriormente dovuta al prolungarsi dell'evento di sfiaccolamento, il contenitore deve essere sostituito con uno vuoto ciò deve avvenire nell'intervallo di tempo non superiore all'ora. Il contenitore del campione deve comunque essere sostituito per eventi superiori alle 24 ore.
    - I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "*Metodi di analisi*".

E' possibile eseguire l'analisi con strumentazione automatica (il campionamento deve essere anch'esso automatico e rispondente alla caratteristiche del punto b) in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo 7.3 .

Il Gestore deve seguire i campionamenti avvalendosi di Laboratori certificati.





### 7.3 Metodi di analisi

#### Campionamento automatico e campionamento manuale

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

#### Analizzatori automatici

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

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

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

#### Calcolo concentrazione SO<sub>2</sub> emessa da forni e caldaie

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

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

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

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

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

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

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



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

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

Nel caso del BTZ il flusso di gas combustibili è calcolato dalla composizione elementare del combustibile ed ipotizzando una conversione totale a CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O e SO<sub>2</sub>. Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

#### Determinazione fattore emissione NO<sub>x</sub> e controllo del CO

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

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

- i. Determinazione delle concentrazioni di NO<sub>x</sub> e CO al variare, nell'intervallo di normale utilizzo del forno, del flusso di combustibile per cui si richiede la valutazione del fattore di emissione.
- ii. Valutazione della concentrazione minima e massima dell'ossigeno e del flusso di combustibile nelle condizioni operative richieste (si sottolinea come il minimo di O<sub>2</sub> a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di O<sub>2</sub> ad alti flussi e lo stesso è vero ai massimi flussi).
- iii. Determinazione del più alto fattore d'emissione (inferiore comunque al limite) in mg/Nm<sup>3</sup> del NO<sub>x</sub> nell'intervallo di flusso del combustibile desiderato e mentre si mantiene la concentrazione del CO al disotto del limite imposto (questa procedura consente di sfruttare la relazione inversa tra il controllo delle emissioni di NO<sub>x</sub> e CO, cioè se il fattore d'emissione del NO<sub>x</sub>, per le condizioni operative impiegate, è tale da rappresentare un CO sotto il limite, lavorando sempre in tali condizioni operative si è ragionevolmente sicuri di rispettare il limite per il CO).
- iv. Riportare i dati di flusso di combustibile e concentrazione di O<sub>2</sub> su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.
- v. Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile.
- vi. Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario.
- vii. La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno.
- viii. Se la verifica rileva concentrazioni per NO<sub>x</sub> e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

#### Determinazione rendimento di desolforazione

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

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



**ISPRA**  
**Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca**  
**Ambientale**

Le grandezze in questione devono essere misurate con metodi strumentali continui e il rendimento  $\eta$  calcolato come media giornaliera dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità. I kg di Zolfo entranti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di  $H_2S$ .

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

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

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  $mg/Nm^3$ .  $PM_S$  e  $PM_{H_2S}$  sono i pesi molecolari di S e  $H_2S$  in g/g-mole.

I kg di Zolfo uscenti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas di combustione al camino (camini 1, 4, 5), misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di  $SO_2$ .

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

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

Dove  $V_{out}$  è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione convogliata (camini 1, 4, 5), ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore.  $C_{SO_2}$  è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in  $mg/Nm^3$ .  $PM_S$  e  $PM_{SO_2}$  sono i pesi molecolari di S e  $SO_2$  in g/g-mole.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

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

Metodi di misurazione del flusso e del peso molecolare di idrocarburi inviati alla torcia.

Per la determinazione dei flussi di idrocarburi convogliati alla torcia si raccomanda l'utilizzo di strumentazione rispondente alla norma **ASME PTC 19.5-2004**.

Per la determinazione del peso molecolare di idrocarburi si raccomanda l'utilizzo del metodo EPA Method 18 (VOC by GC).



## **8 Rete di Qualità dell'Aria**

Il monitoraggio della Qualità dell'aria per la zona di Livorno è garantito dalla rete di controllo dell'ARIAL, Associazione volontaria per il Rilevamento dell'Inquinamento Atmosferico zona di Livorno (che ne detiene la responsabilità del monitoraggio), costituita da 6 stazioni per la determinazione di parametri chimici e 2 stazioni meteorologiche.

I dati rilevati dalle centraline poste ai confini della Raffineria sono ricevuti da quest'ultima su 3 terminali posti su:

- 1 in Sala Controllo SOI LUBE;
- 1 in Ufficio Consegretario di Turno (CDT);
- 1 in Ufficio Esperto Ambiente (AMB).

I parametri inquinanti rilevati in continuo dalle centraline sono: SO<sub>2</sub>, Polveri, CO, NO<sub>x</sub>. Le modalità di gestione del monitoraggio nonché di elaborazione, analisi ed archiviazione dei risultati sono responsabilità e cura dell'ARIAL - Associazione volontaria per il Rilevamento dell'Inquinamento Atmosferico zona di Livorno.

In Sala Controllo SOI LUBE è allestito un pannello rappresentativo del territorio comunale di Livorno/Collesalveti ed interessato dalla rete di monitoraggio, dotato di segnali di allarme per l'SO<sub>2</sub> rilevato dalle singole centraline, la cui attivazione nei casi di superamento, determina l'adozione di specifiche azioni correttive (contenute nella PO CdT n°1 "Gestione delle emissioni convogliate in funzione dei dati Arial").



## **9 Emissioni non convogliate in atmosfera**

Emissioni puntuali sono generate dall'impianto di trattamento fanghi, per le quali si richiede che il Gestore esegua una stima annuale, eventualmente avvalorata da misure, delle emissioni inquinanti relative a:

- Silo di stoccaggio dei reagenti per l'inertizzazione (dotato di sistema di abbattimento polveri durante il caricamento).
- Sistema di abbattimento fumi impianto di inertizzazione.

Si prescrive inoltre che il Gestore mantenga la buona efficienza dei sistemi di abbattimento fumi di cui sopra, mediante opportuna manutenzione periodica programmata.

Il monitoraggio delle emissioni non convogliate è indicato in Tabella 9.



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Tabella 9 -- Controllo emissioni diffuse

Descrizione	Origine emissione	Tipologia inquinanti	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Impianti di raffinaria	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati, apparecchiature di processo	COV Benzene	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe) e Manutenzione programmata	Ispezione Qualità dell'aria	Continua (in accordo a procedure LDAR e rilevazioni centraline qualità dell'aria)	Sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Trattamento acque effluenti (TAE)	Vasche API, di flottazione, biologiche, sedimentazione	COV Benzene	Disc-oil rimozione fase oleosa Manutenzione programmata Copertura API	Ispezione Qualità dell'aria	Continua (in accordo a procedure LDAR e rilevazioni centraline qualità dell'aria)	Sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



**ISPRA**

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Descrizione	Origine emissione	Tipologia inquinanti	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Caricamento/Movimentazione prodotti	Pensiline di carico	COV Benzene	VRU caricamento bitumi tradizionali e modificati (punto di emissione 7) VRU caricamento benzine (punti di emissione 16/a, 16/b) VRU punti di carico estratti aromatici in GPL Nord (punto di emissione 9-E17)	Analisi camini	Semestrale	Sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Stoccaggio prodotti/materie prime	Serbatoi bitumi tradizionali e modificati	COV Benzene	VRU stoccaggio bitumi tradizionali e modificati (punto di emissione 7)	Analisi camini	Semestrale	Sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



### 9.1 Metodo di valutazione emissioni fuggitive (LDAR).

Il Gestore deve trasmettere all'Ente di Controllo, entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA, un programma scritto di LDAR secondo il Metodo USEPA 21 che contenga:

- a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e tutti i componenti che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 130 millibar a 20 °C;
- b) procedure per l'individuazione delle perdite dai componenti;
- c) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
- d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "emettitori cronici";
- e) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
- f) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
- g) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
- h) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
- i) le procedure di QA/QC.

Il Gestore deve attuare tale programma LDAR entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA.

#### Definizione di perdita

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm<sub>volume</sub>) superiore a 10.000 ppmv determinata con il Metodo US EPA 21.

Tabella 10 - Definizione operativa di perdita

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.

#### Definizione di emettitore cronico

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.

#### Monitoraggio e tempi di intervento





# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva Tabella 11. 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.

Tabella 11 - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR

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%)	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi contenenti alte concentrazioni di benzene l'intervento deve iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate ; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale		
Tenute dei compressori	Trimestrale		
Valvole di sicurezza	Trimestrale		
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente		
Componenti difficili da raggiungere	Annualmente		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro	-	Annotazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

Il Gestore può proporre all'Ente di Controllo un programma e procedure equivalenti, purché questi ultimi siano di pari efficacia e siano comunque, adeguatamente argomentate.

Il Gestore dovrà calcolare ed inserire nel rapporto annuale i seguenti indicatori di prestazione:

- un indicatore di prestazione, definito come la % di controlli eseguiti rispetto al numero di componenti da controllare su base annuale del programma LDAR.
- un indice di prestazione del programma di ispezione dato dalla percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato con le seguenti tre soglie di riferimento da considerare: >10000 ppmv, 10000-1001 ppmv e 1000-0 ppmv.



### **9.2 Monitoraggio delle perdite di H<sub>2</sub>S**

Il Gestore deve eseguire il monitoraggio e la sorveglianza periodica dei sistemi di rilevatori fissi di H<sub>2</sub>S come indicato nella PAMB 14 del SGA adottato.

### **9.3 Monitoraggio dell'efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico ed ai sistemi di caricamento navi**

Questo protocollo è suggerito come metodo per la verifica della efficienza di rimozione dei COV dai sistemi di recupero vapori.

Il Gestore deve installare un misuratore continuo di COV in ingresso-uscita del sistema di recupero vapori alle pensiline di carico prodotti petroliferi.

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 COV 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 gas 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 COV **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 ed alla eventualmente proposta di modifica.



## 10 Emissioni eccezionali

Le unità principali di Raffineria operano con funzionamento continuo (24 ore al giorno, 7 giorni alla settimana) su base annuale. Il funzionamento caratteristico, continuo, viene alternato con periodi di fermata che possono essere sia programmate che non programmate.

Le fermate programmate possono riguardare sia specifiche apparecchiature, porzioni di impianto, unità complete o gruppi di unità, ed in alcuni casi anche l'intera Raffineria. Le fermate programmate possono avvenire per:

- manutenzione ordinaria;
- manutenzione e verifiche di legge;
- fermata generale di manutenzione, che può essere con impianti pronti per ripartenza o prolungata per interventi di notevole entità.
- pianificazione produttiva.

Il Gestore prevede specifiche procedure per evitare:

- emissioni incontrollate in atmosfera durante le fasi di svuotamento apparecchiature;
- spandimento di idrocarburi sul terreno durante le operazioni di svuotamento delle apparecchiature – oltre a collettamento mediante circuito, generalmente le aree sono pavimentate, con opportune pendenze, al fine di convogliare gli spandimenti verso i pozzetti del sistema fognario per il recapito al trattamento reflui;
- sversamento incontrollato di idrocarburi in fogna durante le operazioni di svuotamento delle apparecchiature – qualora presente è previsto il sistema di pump-out della raffineria (che recapita al serbatoio slop), oppure il collettamento avviene mediante l'allestimento di circuiti dedicati o solamente nell'ultima fase previsto il collettamento in fogna;
- emissioni di polverino di carbone a seguito di decoking termico – la raffineria predilige il decoking meccanico grazie all'ausilio di pig.

Il Gestore inoltre prevede di:

- gestire eventuali scarichi gassosi di emergenza o sovrappressione da parte di varie apparecchiature mediante collettamento al circuito di blow-down e successiva combustione mediante le torce di stabilimento;
- effettuare un collettamento temporaneo al circuito di blow-down durante tali attività;
- classificare e separare i rifiuti al fine di garantire, ove possibile, una raccolta differenziata degli stessi ed avviarli ad un loro idoneo smaltimento.

Il regime di funzionamento tipico della raffineria può essere alterato, oltre che da fermate programmate, anche da fermate non programmate, che si verificano in seguito a:

- Condizioni anomale di emergenza;
- Fermate per manutenzione straordinaria;
- Marcia in assetto non standard per esigenze contingenti.

Il Gestore dichiara che in tali condizioni anomale non è possibile definire a priori le caratteristiche di funzionamento poiché esse dipendono dalle condizioni contingenti in cui le unità potrebbero



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

trovarsi ad operare ma che comunque ha adottato varie specifiche pratiche e procedure operative di impianto al fine di evitare i possibili impatti sull'ambiente.

La seguente Tabella 12 riporta la descrizione delle attività di monitoraggio previste dal Gestore relative a emissioni eccezionali derivanti da operazioni programmate.

Tabella 12 - Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili

<b>Tipo di evento</b>	<b>Fase di lavorazione</b>	<b>Modalità di prevenzione</b>	<b>Modalità di controllo</b>	<b>Modalità di comunicazione alle Autorità</b>	<b>Modalità di registrazione</b>	<b>Reporting</b>	<b>Controllo Ente preposto</b>
Manutenzione	Unità recupero zolfo SRU2012, SRU202, SRU231, SRU232 (Claus) e trattamento gas di coda	Ridondanza nelle apparecchiature dei treni Claus e nel serbatoio di accumulo acque acide. Manutenzione preventiva	Ispezione visiva dell'efficienza di apparecchiature e strumenti	Fax Enti Controllo	Sistema informativo	Annuale e al verificarsi dell'evento	Controllo Reporting e Sopralluogo programmati o straordinari
Manutenzione	VRU Stoccaggio e caricamento bitumi tradizionali e modificati VRU caricamento benzine	Ispezione visiva di tutte le apparecchiature. Manutenzione preventiva	Manutenzione da effettuare in assenza di attività di carico	Fax Enti controllo	Sistema informativo	Annuale e al verificarsi dell'evento	Controllo Reporting e Sopralluogo programmati o straordinari



## **11 Odori**

Entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, il Gestore deve presentare una il programma di monitoraggio degli odori per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi, in accordo alle prescrizioni tecniche dell'AIA. Il monitoraggio deve essere effettuato in almeno 6 punti rappresentativi tra quelli inseriti nella mappatura aggiornata di tutte le fonti di emissioni odorigene presenti nel perimetro dello stabilimento. Il Gestore deve mettere in atto il monitoraggio della concentrazione di odore attraverso l'analisi olfattometrica in conformità con la Norma Europea EN 13725 e l'italiana UNI EN13725. A seguito dell'implementazione del programma di monitoraggio e valutazione degli odori si richiede al Gestore una contestuale analisi tecnica, da inviare all'Autorità Competente, dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi.





## 12 Emissioni in acqua

La Raffineria è dotata di un unico punto di scarico finale SF1, in corpo idrico superficiale denominato Fosso Acque Salse, distante 3 Km dalla costa e nel quale si ha intrusione di acque marine. Prima dello scarico tutti i reflui tramite il sistema fognario meteo-oleoso della Raffineria, sono inviati all'impianto di trattamento TAE.

Il suddetto sistema fognario raccoglie i seguenti reflui di produzione interna:

- acqua meteorica oleosa dagli impianti Carburanti, comprensiva delle acque trattate all'impianto SWS;
- acqua meteorica oleosa dagli impianti Lubrificanti;
- acqua meteorica oleosa dalla zona impianto TAE;
- acqua di drenaggio dai serbatoi di stoccaggio;
- acqua meteorica oleosa da pensiline di carico;
- acqua meteorica e scarichi civili da tutte le zone della Raffineria;
- acqua oleosa proveniente dalla centrifugazione delle melme (fanghi impianto TAE);
- acqua da GPL (meteoriche, di lavaggio piazzali, antincendio, domestiche da scarichi civili).

Il TAE tratta inoltre acque di produzione esterna:

- acqua da STAPLI (Blending ed Infustaggio Oli Lubrificanti finiti);
- acque meteoriche e civili provenienti da Stabilimento EniPower;
- acque meteoriche e civili dall'Hotel Mediterraneo (lato GPL Nord).

I piezometri utilizzati per la messa in sicurezza di emergenza sono collegati al sistema fognario di Raffineria.

L'indicatore di prestazione ambientale identificato dal Gestore è:

- Indice di conformità agli scarichi degli inquinanti più significativi.

### 12.1 Monitoraggio degli scarichi idrici

L'identificazione degli scarichi è riportata in Tabella 13.

Tabella 13 - Identificazione degli scarichi

Punto di missione	Provenienza (scarichi parziali/fasi)	Recettore	Portata alla MCP (m <sup>3</sup> /h)	Durata (h/g)	Durata (gg/a)	Temperatura (°C)	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y
SF1	Fasi 1, 2, 3, 4, 5	Fosso delle Acque Salse (acque superficiali di transizione)	432	24	365	14,25	1607990	482748
	Apporti esterni EniPower							
	Apporti esterni STAP							
	Apporti esterni Deposito Eni Gas							



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Le prescrizioni di monitoraggio per lo scarico SF1 sono indicate in Tabella 14.

Tabella 14 – Monitoraggio scarico SF1

<b>Parametro/inquinante</b>	<b>Tipo di monitoraggio/frequenza</b>	<b>Modalità registrazione controlli</b>	<b>Tipo di campione</b>	<b>Reporting</b>	<b>Controllo Ente preposto</b>
Portata	Continuo	Registrazione su file	Continuo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
pH	Continuo	Registrazione su file	Continuo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Temperatura	Continuo	Registrazione su file	Continuo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Conducibilità	Continuo	Registrazione su file	Continuo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
TOC	Continuo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
COD	Giornaliero	Registrazione su file	Istantaneo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
BOD5	Giornaliero	Registrazione su file	Istantaneo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Furfurolo	Giornaliero	Registrazione su file	Istantaneo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Idrocarburi totali	Giornaliero	Registrazione su file	Istantaneo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato





**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

<b>Parametro/inquinante</b>	<b>Tipo di monitoraggio/frequenza</b>	<b>Modalità registrazione controlli</b>	<b>Tipo di campione</b>	<b>Reporting</b>	<b>Controllo Ente preposto</b>
Cloruri	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Trimestrale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Aldeidi	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Alluminio	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
AOX	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Azoto ammoniacale	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Azoto nitroso	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Azoto nitrico	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Arsenico	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Bario	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato





**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

<b>Parametro/inquinante</b>	<b>Tipo di monitoraggio/frequenza</b>	<b>Modalità registrazione controlli</b>	<b>Tipo di campione</b>	<b>Reporting</b>	<b>Controllo Ente preposto</b>
Boro	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Cadmio	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Cianuri totali	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Cromo e suoi composti	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Cromo VI	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Escherichia Coli	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Coliformi totali	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Coliformi termotolleranti	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Fenoli	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

<b>Parametro/inquinante</b>	<b>Tipo di monitoraggio/frequenza</b>	<b>Modalità registrazione controlli</b>	<b>Tipo di campione</b>	<b>Reporting</b>	<b>Controllo Ente preposto</b>
Ferro	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Fosforo totale (come P)	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Fluoruri	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Solfuri	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Grassi ed Oli animali/vegetali	Trimestrale	Registrazione su file	Istantaneo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
IPA	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzo(a)pirene	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzo(b)fluorantene	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzo(k)fluorantene	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Parametro/inquinante	Tipo di monitoraggio/frequenza	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
Benzo(g,h,i)perilene	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Indeno(1,2,3-cd)pirene	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Antracene	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Fluorantene	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Naftalene	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Manganese	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Mercurio	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
MTBE	Trimestrale	Registrazione su file	Istantaneo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Nichel	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato





**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Parametro/inquinante	Tipo di monitoraggio/frequenza	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
Piombo	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Rame	Settimanale	Registrazione su file	Istantaneo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Selenio	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Solidi Sospesi Totali	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Stagno	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Tensioattivi totali	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Pesticidi totali (escluso fosforati)	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzene	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Toluene	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

Parametro/inquinante	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
Xilene	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Vanadio	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Zinco	Trimestrale	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato

Il monitoraggio dei reflui del sistema di depurazione TAE è indicato in Tabella 15.

Tabella 15 – Monitoraggio sistema di depurazione acque reflue TAE

Impianto/Campioni	Parametri di controllo di processo di trattamento	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
-------------------	---	---------------------------	--	-----------	-------------------------------



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

<b>Impianto/Campioni</b>	<b>Parametri di controllo di processo di trattamento</b>	<b>Frequenza di controllo</b>	<b>Modalità registrazione controlli</b>	<b>Reporting</b>	<b>Controllo Ente preposto</b>
SWS H <sub>2</sub> O TORRI	pH Cloruri Alcalinità TA e TAC HC ARO MEK MTBE Durezza Torbidità Ferro, Rame, Furfurolo, Solfuri, Ortofosfati, Azoto nitroso, Azoto nitrico, Ammoniaca, COD, Idrocarburi totali, Ossigeno disciolto Ammoniaca	Giornaliera/settimanale un giorno/due giorni ogni settimana a seconda del punto di campionamento con la frequenza proposta dal Gestore nel PMC All. E4 del Gestore (4 punti di campionamento totali).	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Impianto/Campioni	Parametri di controllo di processo di trattamento	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
TAE	pH Cloruri HC ARO MEK MTBE Durezza Furfurolo, Solfuri, Ortofosfati, Azoto nitroso, Azoto nitrico, Ammoniaca, COD, Idrocarburi totali, Ossigeno disciolto Ammoniaca	Giornaliera/settimanale un giorno/due giorni ogni settimana a seconda del punto di campionamento, con la frequenza proposta dal Gestore nel PMC All. E4 del Gestore (4 punti di campionamento totali)	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	BOD5 Solidi sospesi Fenoli BTEX MTBE TPH (n-esano)	Bisettimanale (campione all'ingresso sezione di flottazione sistema WEMCO).			
Ispessitore fanghi – melme MS4	Solidi sospesi Solidi sospesi volatili Idrocarburi totali	Giornaliera (5 punti di campionamento totali).	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato





Impianto/Campioni	Parametri di controllo di processo di trattamento	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Vasca di trattamento finale (API MSI/AB)	COD BOD5 Solidi sospesi Solfuri Fenoli pH Azoto ammoniacale Azoto nitrico BTEX MTBE TPH (n-esano)	Bisettimanale (2 campioni uno ingresso e uno uscita vasca API).	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato

## 12.2 Metodi di misura delle acque di scarico

### Misure continue

Nella seguente Tabella 16 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 monitoring system water analysis" per la selezione della strumentazione di analisi e campionamento automatico e per il corretto posizionamento sul canale di scarico. Nel caso non venga seguita la norma indicata si richiede di spiegare la procedura di installazione/selezione della strumentazione. La taratura degli strumenti continui deve essere fatta rispettando le specifiche del costruttore, comunque, la frequenza non deve essere inferiore a quadrimestrale.

Tabella 16 - Metodi di analisi in continuo delle acque reflue

Scarico	Inquinante/parametro	Metodo
SF1	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 20.





# ISPRA

## *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Nella seguente Tabella 17 sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti. Il Gestore può utilizzare, in alternativa, metodi analitici equivalenti, a condizione che questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano messi a disposizione dell'Autorità preposta ai controlli. Nel caso si accerti che nei metodi indicati da ISPRA sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi, sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA, che provvederà alla verifica e all'eventuale proposta di modifica. Qualora i metodi analitici già in uso presso l'impianto non fossero equivalenti, il Gestore deve adeguarsi alle metodiche proposte in Tabella 17.

Tabella 17 - Metodi di misura degli inquinanti presenti negli scarichi idrici

Inquinante	Metodo	Principio del Metodo
BOD <sub>5</sub>	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT – IRSA 5100 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm <sup>-1</sup> è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
Cloruri	Metodo APAT-IRSA 4020	Titolazione argento metrica, mercuri metrica e potenziometrica
Solfuri	Metodo APAT-IRSA 4160	-
Furfurolo	NIOSH 2529	-
Grassi ed Oli animali/vegetali	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 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Cromo VI	Metodo APAT-IRSA 3150 C	
Ferro	EPA Method 236.2; Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Rame	US EPA Method 220.2; Metodo APAT-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO <sub>3</sub> /H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , riduzione ad As <sup>(+3)</sup> con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Bario	EPA 6010/C(COO) Metodo APAT –IRSA 3090	F-AAS, ETA-AAS
Boro	IRSA CNR Q100 n. 3020/A3	Spettrofotometrico con curcumina, spettrofotometrico con carminio



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
 Ambientale*

Inquinante	Metodo	Principio del Metodo
Stagno	UNI EN ISO 11969:1999 mod.	F-AAS, ETA-AAS spettrofotometrico con violetto di catechina
Mercurio	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
Cadmio	EPA Method 213.2; Metodo APAT - IRSA 3120 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Manganese	EPA Method 243.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Selenio	EPA Method 270.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Zinco	EPA Method 289.1; Metodo APAT-IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Piombo	Metodo APAT - IRSA 3230 B	F-AAS, ETA-AAS, spettrofotometrico con ditiZIONE
Alluminio	Metodo APAT - IRSA 3050 B	F-AAS, ETA-AAS spettrofotometrico con eriocromocianina R
Vanadio	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.
pH	US EPA Method 150.2; ASTM Method 1293B	Misura potenziometrica continua con elettrodo a vetro o combinato. Si raccomanda una verifica della taratura almeno giornaliera e su due punti con soluzioni tampone riferibili a standard primari.
Temperatura Misura continua	Definito in termini di prestazioni ovvero vedi Tabella 18	
Conducibilità Misura continua	ASTM D1125-95 (2005) Test Method B	Misura della conducibilità in continuo nell'intervallo da 5 a 200 000 $\mu$ S/cm
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo APAT-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza di d'onda di 882 nm.
Ammoniaca	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH <sub>3</sub> , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Azoto nitrico (espresso come azoto)	APAT-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati, nitriti ed altri anioni.
Azoto nitroso (espresso come azoto)	Metodo APAT - IRSA 4050	-
Coliformi totali	Metodo APAT - IRSA 7010 parte B	Questo metodo permette di contare il numero delle colonie cresciute su una membrana posta su terreno colturale agarizzato.
Coliformi termotolleranti	Metodo APAT - IRSA 7020	-



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

Inquinante	Metodo	Principio del Metodo
Fluoruri	APAT-IRSA 4020 ;US EPA Method 300.0 parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei fluoruri.
Cianuri	Metodo APAT - IRSA 4070 spettrofotometrico	-
Tensioattivi totali	APAT-IRSA 5170 + APAT-IRSA 5180	MBIAS + BIAS
Pesticidi totali (escluso fosforati)	EPA 3510 C 1996 + 3620C2000+8270D2006 APAT-IRSA 5090	LLE+GC-ECD
MTBE	US EPA Method 624 GC/MS	GC-MS
Fenoli	Metodo APAT - IRSA 5070 A2	HRGC-LRMS
Aldeidi	IRSA CNR Q100 n. 5010	spettrofotometrico con MTBH, derivatizzazione + SPE+HPLC-UV; derivatizzazione +LLE+GC-ECD
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.
AOX	ISO 9562:2004	-
IPA	US EPA Method 8270 D	LLE o SPE+GC-MS; LLE o SPE+HPLC-UV o HPLC - fluorescenza
Benzo(a)pirene	US EPA Method 8270 D	HRGC-LRMS
Benzo(b)fluorantene	US EPA Method 8270 D	HRGC-LRMS
Benzo(k)fluorantene	US EPA Method 8270 D	HRGC-LRMS
Benzo(g,h,i)perilene	US EPA Method 8270 D	HRGC-LRMS
Indeno(1,2,3-cd)pirene	US EPA Method 8270 D	HRGC-LRMS
Antracene	US EPA Method 8270 D	HRGC-LRMS
Fluorantene	US EPA Method 8270 D	HRGC-LRMS
Naftalene	US EPA Method 8270 D	HRGC-LRMS

I sistemi di misurazione in continuo delle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità e taratura secondo le specifiche del costruttore; comunque, la frequenza di calibrazione non deve essere inferiore a una frequenza quadrimestrale (ad eccezione del pH - metro la cui taratura deve essere giornaliera).

### 12.3 Sistema fognario "oleoso"

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 deve presentare all'Autorità Competente ed all'Ente di Controllo, entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA, un piano di ispezione della rete fognaria che deve poi svilupparsi nel corso della 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**.



# ISPRA

## *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

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 database 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.

### **12.4 Campionamenti delle acque di scarico**

Il laboratorio deve organizzare una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando, in particolare, che le apparecchiature di campionamento 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.

Deve altresì essere compilato un registro informatizzato 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 il nominativo del tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio, il campione viene preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione, la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico deve indicare il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a due anni, in modo da assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.



### 13 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 e con tutti gli impianti in funzione ed a pieno regime.

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

La registrazione dei risultati deve avvenire su file e redazione rapporto secondo All. D – DM16/3/1998.

Il Gestore deve eseguire il monitoraggio del rumore generato dalla Raffineria, dal deposito STAP e dallo stabilimento GPL Nord con frequenza biennale ed in caso di modifiche impiantistiche che possano influire sulle emissioni acustiche., come indicato in Tabella 18.

Tabella 18 - 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 postazioni dove si presentino criticità	Biennale ed ogniqualvolta intervengano modifiche che possano influire sulle emissioni acustiche	Controllo reporting Biennale
Livello di immissione			Stima			



## **14 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee**

Il monitoraggio delle componenti in oggetto è già posto in essere dal Gestore nell'ambito degli interventi derivanti dagli adempimenti di legge ex DM 471/99. I dettagli tecnici relativi a tale monitoraggio sono indicati nel Piano di Monitoraggio proposto dal Gestore in domanda di AIA e nella Procedura PAMB 08 del SGA di Raffineria, che si prescrive di eseguire.

In estrema sintesi, il Gestore esegue il monitoraggio delle acque sotterranee che prevede:

- Rilievo dei livelli e dell'eventuale presenza di idrocarburi (tramite 93 piezometri comprendenti anche le aree di EniPower e STAP interni al perimetro di Raffineria) secondo quanto indicato nella Procedura Gestionale AP/COSAM (con frequenza trimestrale);
- Campionamento ed analisi generale delle acque sotterranee (livello di falda, espresso in m, temperatura, in °C, concentrazione di HC totali e di cloruri, in ppm), secondo quanto indicato dalla Procedura Gestionale AP/COSAM (con frequenza semestrale) ed in accordo con quanto previsto dal Manuale Tecnico COSAM.



## 15 Rifiuti

La produzione dei rifiuti è soggetta ad un sistema di registrazione previsto dalla normativa vigente. Le informazioni relative alle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti prodotti sono riportate sul Registro di Carico e Scarico e sono utilizzate ai fini della comunicazione annuale al Catasto dei Rifiuti.

Il Gestore deve comunicare annualmente all'Autorità competente, con le modalità previste dalla legislazione vigente, le quantità e le tipologie dei rifiuti prodotti dalla Raffineria, dal deposito STAP e dallo stabilimento GPL Nord compilando le schede del Modello Unico di Dichiarazione Ambientale (MUD), conservata per almeno 5 anni. La denuncia annuale deve avere riscontro con il Registro di Carico e Scarico dei rifiuti.

Il Gestore, avvalendosi del deposito temporaneo dei rifiuti, deve compilare a seguente Tabella 19, deve verificare, 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.

Il Gestore deve altresì eseguire il controllo delle etichettature.

Tabella 19 - Monitoraggio dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Tipologia di deposito	Data del controllo (ogni 15 gg)	Stato delle aree pavimentate e dei depositi	Quantità presente nel deposito (m <sup>3</sup> )	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione:
							Registrazione su file

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

### 15.1 Materiali contenenti amianto

Il Gestore deve comunicare nel rapporto periodico annuale il censimento dei materiali contenenti amianto eventualmente presenti nel sito di impianto, il relativo stato di conservazione, le eventuali attività di ispezione effettuate e l'eventuale programma di rimozione previsto.

### 15.2 Apparecchiature contenenti oli isolanti PCB

Il Gestore deve dichiarare l'assenza o la presenza in impianto di apparecchiature contenenti oli isolanti PCB. Nel caso di presenza, il Gestore deve riportare il cronoprogramma di rimozione e smaltimento nel rapporto annuale trasmesso all'Autorità Competente.

Per tale attività è fatto obbligo il rispetto della specifica normativa di settore.



## 16 Attività di QA/QC

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere preferibilmente svolte in strutture accreditate per le specifiche operazioni di interesse. All'atto del primo rilascio di AIA è fatto obbligo al Gestore che decide di utilizzare servizi di laboratorio esterni di ricorrere a laboratori dotati di Sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9001:2008. Qualora il Gestore utilizzi strutture interne è concesso un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9001:2008.

### 16.1 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 .

In accordo al predetto standard, le procedure di assicurazione di qualità delle misure includono le fasi seguenti:

- Calibrazione e validazione delle misure (QAL2).
- Test di verifica annuale (AST).
- Verifica ordinaria dell'assicurazione di qualità (QAL3).

Le validazioni delle misure debbono essere realizzate almeno ad ogni rinnovo della licenza da un organismo accreditato dall'Ente di controllo (o dallo stesso Ente). Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato sotto la supervisione di un rappresentante dell'Ente di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto deve essere realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Tutta la strumentazione deve essere mantenuta in accordo alle prescrizioni del costruttore e deve essere tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

I requisiti minimi strumentali degli analizzatori CEMS installati sono di seguito indicati.

<b>Prestazioni</b>	<b>Requisiti minimi strumentali</b>
Campo di misura	Il valore limite indicato nell'autorizzazione deve essere compreso tra il 40-50% del fondo scala utilizzato. Casi particolari possono essere concordati con l'Autorità di controllo
Limite di rilevabilità	2%
Deriva dello zero	±2% (nel periodo di operatività non sorvegliata)
Deriva dello span	±2% (nel periodo di operatività non sorvegliata)

Tutte le misure di temperatura e pressione debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente:





# ISPRA

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

---

Il laboratorio deve effettuare la manutenzione periodica della strumentazione e procedere alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che devono essere raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

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



## 17 Reporting

### 17.1 Reporting in situazioni di emergenza

La Società deve effettuare il reporting nelle 24 (ventiquattro) ore successive alla prima notifica<sup>3</sup> di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo<sup>4</sup> rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

- Tipo di rapporto (iniziale o finale);
- Nome del Gestore e della Società che controlla l'impianto;
- Collocazione territoriale (è richiesto di inserire l'indirizzo o la collocazione geografica del luogo dove è situato l'impianto);
- Nome dell'impianto e unità di processo che è sorgente dell'emissione in situazione di emergenza;
- Punto di emissione (nome comune 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 è 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 sostanze e composti rilasciati;
- Limiti di emissione autorizzati;
- Stima della quantità emessa (è riportata la quantità totale in chilogrammi delle sostanze emesse. La stima è 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 etc. 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 siano fornite le motivazioni tecniche a supporto della variazione.
- Cause (l'esposizione deve 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. E' altresì possibile riferirsi a piani in possesso dell'Amministrazione Pubblica citando la documentazione di riferimento e l'Ufficio che la detiene);
- Descrizione dei metodi usati per determinare le quantità emesse (indicare le procedure utilizzate per il calcolo dell'emissione. Se necessario, è possibile riferirsi a documentazione esterna, purché sia successivamente fornita o sia già disponibile negli archivi dell'Amministrazione);

---

<sup>3</sup> La notifica dell'accadimento deve essere fatta immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile, con l'utilizzo del numero telefonico messo a disposizione dall'Ente di Controllo

<sup>4</sup> Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report è uno solo.



# ISPRA

## *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

- Generalità e recapito telefonico della persona che ha compilato il rapporto;
- Autorità ed Ente cui è stata fatta notifica ed altri eventuali Organizzazioni che sono state o che saranno successivamente avvertite dell'accadimento.

### **17.2 Reporting mensile**

Il Gestore, al termine di ogni mese, è tenuto alla trasmissione mensile all'Ente di Controllo (ISPRA) ed all'ARPA Toscana dei valori di concentrazione media mensile relativi alle emissioni in aria per i parametri della bolla per i quali è previsto il rispetto dei limiti su base mensile, al fine di consentire la verifica di conformità ai valore limite.

### **17.3 Reporting annuale**

Entro il 30 Aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Ente di Controllo (ISPRA), alla Regione, alla Provincia, ai Comuni ed all'ARPA territorialmente competenti, di un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono di seguito illustrati.

Identificazione dell'impianto: nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto e nome del Gestore e della società che controlla l'impianto.

#### Dichiarazione di conformità

- 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'AIA.
- 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 presente Piano e nell'Autorizzazione, corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

#### Emissioni per l'intero impianto: ARIA

- Tonnellate emesse per anno di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri.
- Concentrazione media annuale in mg/Nm<sup>3</sup> di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri.
- Concentrazione media mensile dei parametri della bolla per tutti i mesi dell'anno.
- % di superamento di tutte le medie giornaliere dei parametri della bolla, rispetto al 125% del VLE per il biossido di zolfo.
- Misure effettuate a ciascun camino per tutti gli inquinanti non rientranti in bolla.
- Emissione specifica annuale dei forni<sup>5</sup>, per G<sub>j</sub> di energia utilizzata di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri (espresse in g/G<sub>j</sub>).

<sup>5</sup> Non sono da considerare nel calcolo le emissioni dal "CO boiler" e dalle caldaie (sono valutate singolarmente)



# ISPRA

## *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

- Emissione specifica annuale per tonnellata di greggio trattato di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri (espresse in g/ton greggio).
- Stima delle tonnellate di VOC emesse per anno.
- Risultati delle attività di sorveglianza e monitoraggio secondo la PAMB 14 del SGA adottato.
- Metodologie di stima emissioni convogliate in assenza di strumenti in continuo.
- Metodologie di stima e calcolo emissioni non convogliate.

### Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

- Chilogrammi emessi per mese di BOD<sub>5</sub>, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup><sup>6</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX<sup>(5)</sup> e Fenoli (per gli inquinanti da Cr<sub>tot</sub> a Fenoli utilizzare la notazione scientifica 10<sup>-x</sup>).
- Concentrazioni medie mensili, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup><sup>(5)</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX<sup>(5)</sup> e Fenoli (espressi in mg/litro).
- Concentrazione massima giornaliera registrata nel mese, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cianuri, Solfuri e Fenoli, (espressi in mg/litro).
- Concentrazione minima giornaliera registrata nel mese, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cianuri, Solfuri e Fenoli, (espressi in mg/litro).
- Emissione specifica annuale di BOD<sub>5</sub>, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX e Fenoli per m<sup>3</sup> di refluo trattato (espressi in g/ m<sup>3</sup>).
- Database del Piano di sorveglianza ed ispezioni della rete fognaria oleosa.

### 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 (espressi in t) e quantitativo totale rifiuti prodotti dalla raffineria (espressi in t).

### Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in: misure diurne e 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 nell'anno.

<sup>6</sup> La media in questi casi corrisponde ai singoli valori delle misure mensili





# ISPRA

## *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

- Percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato con le seguenti tre soglie di riferimento da considerare: >10000 ppmv, 10000-1001 ppmv e 1000-0 ppmv.

### Programma sorveglianza serbatoi

- Risultati delle attività di ispezione e controllo eseguite sui serbatoi di materie prime e combustibili, in conformità al protocollo e programma elaborato dal Gestore.

### 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 e tipologia di iniziative intraprese nell'anno per il contenimento degli odori.

### Consumi specifici per tonnellata di petrolio

- Acqua dolce ( $m^3/ton$ ), metano ( $Nm^3/ton$ ), combustibili liquidi BTZ ( $kg/ton$ ) 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  $SO_2$ ,  $NO_x$ , 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  $SO_2$ ,  $NO_x$ , CO, Ni, V e polveri (espressa 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.

- N° di ore di funzionamento in emergenza, per ognuna delle torce su base annuale.
- Volumi di materiali bruciati in emergenza, per ognuna delle torce su base mensile.
- Flussi di materiali misurati giornalmente ( $Nm^3/giorno$ ) 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.

- N° di ore di effettivo funzionamento anno.
- Rendimento medio mensile di desolforazione.
- Produzione specifica di zolfo.



**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

---

- Grammi di zolfo<sup>b</sup> prodotto per tonnellata di petrolio, valutati su base mensile.
- Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per anno.

---

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



**18 CONTROLLO DELL'IMPIANTO DA PARTE DELL'ENTE DI  
CONTROLLO (previsione)**

L'Ente di Controllo effettua il controllo dell'impianto mediante:

- la verifica del report annuale con verifica di conformità dell'impianto alle condizioni di autorizzazione dell'AIA;
- una visita di controllo ogni anno ed eventualmente con frequenza maggiore, nel caso si riscontrino problemi nell'esercizio dell'impianto.
- lo svolgimento di varie attività, il cui impegno previsto è di seguito indicato.

<b>Tipo di intervento</b>	<b>Frequenza</b>	<b>Componente o aspetto ambientale interessato</b>	<b>Numero di interventi nel periodo di validità del Piano</b>
Sopralluogo conoscitivo iniziale	Unica	TUTTI	1
Valutazione Report	Annuale	TUTTI	16
Scarichi idrici	Triennale	Campionamento ed analisi	5
Emissioni atmosfera camini	Triennale	Campionamento ed analisi su uno o più camini	5
Rifiuti	Triennale	Verifica gestione rifiuti e aree di stoccaggio temporaneo	5
Rumore	Ogni 5 anni	Presenza ad una campagna di misura	3



## 19 Appendice A

### Definizioni

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

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione, **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 uguali 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

**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).





# ISPRA

## *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*

**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 dal Gestore, con apposite note, all'interno del reporting annuale.



## 20 Appendice B

### 20.1 Metodo di stima VOC

La quantità di VOC emessa dell'impianto deve essere valutata considerando tutte le sorgenti rilevanti di emissione quali:

- perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori;
- perdite dai serbatoi;
- emissioni fuggitive dalle operazioni di carico e scarico greggio e prodotti petroliferi;
- emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalla torre di raffreddamento acque;
- emissioni dai camini delle caldaie, forni, sistemi di blowdown, sistema di coking termico, FCC e torce.

Il metodo di stima deve essere necessariamente calibrato sull'impianto specifico, in quanto, le variabili che possono influenzare l'attendibilità della stima possono essere molteplici e condizionate dalle pratiche operative attuate e dalle strutture impiantistiche presenti.

Nella determinazione dei fattori di emissione, applicabili al presente caso, si utilizza la procedura sviluppata da EPA identificata con la espressione "*Leak/no Leak*". Secondo tale metodo la stima è realizzata attraverso le seguenti azioni:

1. Determinare se il componente testato perde; un componente è considerato perdere se al test con il metodo US EPA 21 o con il metodo ad immagine ottica viene misurato un valore superiore od uguale a 10.000 ppmv di VOC (espressi come metano).
2. Per ognuno dei componenti riportati in tabella **1-appA** valgono le formule seguenti :

$$(E_i \times \Phi_i) + (E_s \times \Phi_s) = \text{VOC}_{\text{fuggitive}}$$

dove:

$\Phi_i$  = fattore di emissione per componente con concentrazione inferiore a 10000 ppmv (in kg/h/sorgente)

$E_i$  = numero di sorgenti, per componente, con concentrazione inferiore a 10000 ppmv

$\Phi_s$  = fattore di emissione, per componente, con concentrazione superiore o uguale a 10000 ppmv (in kg/h/sorgente)

$E_s$  = numero di sorgenti, per componente, con concentrazione superiore o uguale a 10000 ppmv

La sommatoria è estesa a tutti i componenti presenti sull'impianto e facenti parte del programma LDAR.

3. Per ognuno dei componenti testati debbono essere specificate le ore anno di utilizzo.
4. Se per qualche ragione non tutte le potenziali sorgenti fossero valutate nell'anno il numero minimo di sorgenti campionate dovrà essere pari a:

$$n \geq N \times [1 - (1 - p)^{1/D}]$$

dove:

N = Numero di componenti;

D = (frazione di componenti con rilascio)  $\times$  N;

p  $\geq$  0.95.



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Per un esempio di applicazione della formula, si veda USEPA 453/R-95-017 appendice-E rinvenibile dal sito internet <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch05/index.html>. Comunque, il minimo numero di sorgenti da campionare non deve essere inferiore al 50% dei dispositivi che fanno parte del programma LDAR.

5. Le tonnellate emesse saranno valutate dal prodotto delle emissioni calcolate al punto 2 per le ore di funzionamento anno diviso 1000.

(EPA 453/R-95-017 Table 2-6, API 343 Table 3-7)

Equipment Type	Service	<10,000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) <sup>b</sup>	≥10,000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) <sup>b</sup>
Valves	Gas/Vapour	0.0006	0.2626
	Light Liquid	0.0017	0.0852
	Heavy Liquid	0.00023	0.00023
Pump seals <sup>c</sup>	Light Liquid	0.0120	0.437
	Heavy Liquid	0.0135	0.3885
Compressor seals	Gas	0.0894	1.608
Press. Relief valves	Gas	0.0447	1.691
Open-Ended Lines	All	0.0015	0.01195
Connectors	All	0.00006	0.0375

### 20.2 Perdite dai serbatoi

La stima dei rilasci è ottenuta dalla applicazione del pacchetto software "Tank". La determinazione delle quantità emesse dipende da: tipo di serbatoi; condizioni atmosferiche tipiche della zona dove è ubicato il parco serbatoi della raffineria; il contenuto del serbatoio, cioè il tipo di fluido conservato; le quantità stoccate. Il programma ed il manuale di utilizzo di *Tank 4.09D* sono scaricabili dal seguente sito internet dell'EPA <http://www.epa.gov/ttn/chief/software/tanks/index.html> - order.

Se il numero di turnover dei serbatoi non è conosciuto può essere usata la seguente formula:

$$N^{\circ} \text{ di turnover} = \text{Volume totale caricato (anno)} / \text{Volume totale del serbatoio}$$

Per serbatoi con carico/scarico di prodotti intermedi, se non si hanno a disposizione dati reali, il numero di turnover è:

$$N^{\circ} \text{ di turnover} = 1/\text{anno}$$

Nel caso del presente impianto è da considerare l'esistenza di sistemi di recupero dei vapori. Per tale motivo le quantità risultanti dal calcolo, con l'utilizzo del software, debbono essere ridotte con l'utilizzo della seguente formula:

$$\text{Emissioni dai serbatoi} = \text{Emissioni senza sistema di abbattimento} \times (1 - \text{Efficienza} / 100)$$

dove Efficienza è l'efficienza di abbattimento del sistema utilizzato per il contenimento delle emissioni, che sarà ricavato dalle indicazioni del fornitore dell'apparato.



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Nel calcolo devono essere considerati i periodi di effettivo utilizzo dei sistemi di captazione ed abbattimento.

L'emissione dalle operazioni di carico/scarico dei prodotti petroliferi sono determinate con l'applicazione della seguente formula (US EPA 1997a):

$$L_L = 0,124 \times S \times P \times M/T$$

dove:

LL = VOC perdita al carico/scarico (kg/m<sup>3</sup> di liquido caricato);

S = fattore di saturazione – (vedi Tabella 2-appA sotto);

P = tensione di vapore reale del liquido caricato/scaricato [kilopascal (kPa)];

M = peso molecolare del vapore (kg/kg-mole);

T = temperatura liquido caricato/scaricato [in K° (cioè °C + 273)].

Cargo Carrier	Mode Of Operation	S Factor
Tank trucks and rail	Submerged loading of a clean cargo tank	0.50
Tank cars	Submerged loading: dedicated normal service	0.60
	Submerged loading: dedicated vapour balance service	1.00
	Splash loading of a clean cargo tank	1.45
	Splash loading: dedicated normal service	1.45
	Splash loading: dedicated vapour balance service	1.00
Marine Vessels	Submerged loading: ships	0.2
	Submerged loading: barges	0.5

Source: USEPA (1997a).

Source: AP-42, 5<sup>th</sup> Edition, Section 5.2, Table 5.2-1

nel caso del presente impianto è da considerare l'esistenza di sistemi di abbattimento dei vapori prodotti dalle operazioni di carico/scarico. Per tale motivo le quantità risultanti dal calcolo sopra esposto debbono essere ridotte con l'utilizzo della formula:

$$\text{Emissioni}_{\text{carico/scarico}} = \text{Emissioni senza sistema di abbattimento} \times (1 - \text{Efficienza} / 100)$$

dove Efficienza è l'efficienza di abbattimento del sistema utilizzato per il contenimento delle emissioni che sarà ricavato dalle indicazioni del fornitore dell'apparato.

Nel calcolo devono essere considerati i periodi di effettivo utilizzo dei sistemi di captazione ed abbattimento.

### 20.3 Emissioni fugitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalla torre di raffreddamento

Se non esistono misure eseguite sull'impianto è consigliato l'uso dei fattori di emissione come derivati dal rapporto EPA-450/3-85-001a, pubblicato nel febbraio 1985, da cui la tabella 3-appA seguente è estratta:



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

**(Reference: EPA-450/3-85-001a)**

	Emission Factors			Comments
	Uncontrolled	Controlled	Units	
Drains & Junction Boxes	0.032	0.000	kg/hr-drain	100% control with water seal
Oil-Water Separators	0.11100	0.00330	kg/m <sup>3</sup> -wastewater	97% net control with tight cover
DAF/IAF	0.00400	0.00012	kg/m <sup>3</sup> -wastewater	97% net control with tight cover
Impound Basins & Ponds	negligible	negligible		Sound operating & maintenance practices
Cooling Water Towers	negligible*	negligible*		Sound operating & maintenance practices

\* If historical company data and/or source specific monitoring data is not available, refer to Section 7.5.5

dove:

Drain & Junction boxes = canali di scolo e pozzetti di raccordo

DAF e AIF = Dissolved Air Flotation system e Induced Air Flotation system, cioè sistemi per eseguire l'operazione di flottazione

Oil-Water separator = separatore API o simili

Cooling water tower = torre di raffreddamento

Impound Basin & Pond = Bacino di raccolta acque piovane

L'emissione di VOC dalla torre di raffreddamento acque è considerata trascurabile se non sono riscontrate rotture agli scambiatori di calore, nel caso ciò si verifichi e la riparazione non sia immediata, si possono usare i fattori di emissione in tabella seguente:

**Table 7-6 Emission Factors for Petroleum Refinery Cooling Towers (Source: AP-42, Section 5.1, Table 5.1-12)**

	Emission Factors		Control Description
	kg/10 <sup>6</sup> L cooling water	lb/10 <sup>6</sup> gal cooling water*	
Uncontrolled Emissions	0.7	6	
Controlled Emissions	0.08	0.7	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Minimization of oil leaks into cooling water system;</li> <li>➤ Cooling water monitoring for oil</li> </ul>

\* If cooling water rate is unknown, assume it to be 40 times the refinery crude feed rate to the atmospheric distillation column.





**ISPRA**  
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca  
Ambientale*

---

**20.4 Emissioni dai forni, caldaie, sistema di coking termico, sistemi di blowdown, FCC e Torce**

La stima delle emissioni dalle apparecchiature indicate è ottenuta dall'applicazione del fattore di emissione specifico derivato da AP-42 sezione 5.1 dell'EPA (Petroleum Refining).

Per le caldaie ed i forni i fattori di emissione sono ricavabili dalle sezioni 1.3 (Fuel Oil Combustion) ed 1.4 (Natural Gas Combustion) dell'AP-42 sezione 5.1 dell'EPA.

Per le torce si dovrebbe considerare che circa lo 0.5 %p di idrocarburi rimangono incombusti; la scelta è conservativa e derivata da considerazioni sull'efficienza di combustione delle torce che normalmente si aggira sul 98%, di questo circa 1,5% è attribuibile al CO ed il resto ad Idrocarburi.

Nel caso dell'impianto in argomento, non essendo richiesta l'analisi dei gas inviati in torcia (per ovvie ragioni di difficoltà tecnica), si può utilizzare la densità del Gas naturale come approssimazione (non conservativa) della densità del gas combusto in torcia. La stima in difetto che ne risulterà contribuirà in modo ragionevolmente limitato all'imprecisione totale della stima sull'intero impianto se i quantitativi inviati in torcia saranno circoscritti alle sole situazioni di vera emergenza.



## 21 Appendice C

### 21.1 Emissioni in aria per anno da misure continue

Nel caso delle misure continue l'emissione è calcolata dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch' essi misurati (nel caso delle combustioni la misura è virtuale), di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno è la seguente

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

dove:

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

$C_{\text{misurato}}$  = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm<sup>3</sup>;

$F_{\text{misurato}}$  = Media mensile dei flussi in Nm<sup>3</sup>/mese;

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

Le tonnellate anno di ogni singolo punto di emissione dovranno essere sommate per il quantitativo totale emesso dall'impianto. Sono esclusi dal calcolo i periodi di avvio e spegnimento delle varie unità; questi ultimi dovranno essere stimati solo se i giorni/anno, in cui tali situazioni si verificano, sono superiori al 3% dei giorni di effettivo utilizzo dell'unità. Nei casi di avvio/spegnimento, se la stima dovrà essere fatta, i fattori di emissione dovranno essere adeguatamente individuati e documentati e la stima sarà estesa a tutti i periodi di avvio/spegnimento.

### 21.2 Emissioni in aria per anno da misure discontinue

Nel caso di misure discontinue (annuali o semestrali), la misura o le misure (queste ultime mediate come indicato al Par. Definizioni), sono considerate media annuale della concentrazione e la quantità emessa è valutata dal prodotto della concentrazione per la portata annuale (o volume).

Questa procedura è basata sul fatto che le concentrazioni sono misurate nelle situazioni di esercizio dell'impianto rappresentative delle condizioni medie di funzionamento.

La determinazione della concentrazione quindi, è condizionata dalla necessità di fissare le condizioni di riferimento, che nei casi dei forni e caldaie, sarà valutata dalla distribuzione dei carichi termici nell'anno in classi costituite da intervalli di 500 megaJoule. Nel caso unico del CO boiler del FCC sarà considerata la distribuzione in classi, su base giornaliera delle quantità trattate, raggruppando i carichi ponderali di alimentazione su intervalli di 500 chilogrammi.

### 21.3 Emissioni in corpi idrici superficiali o in mare per mese

Le emissioni mensili sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

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

dove:

$K_{\text{mese}}$  = chilogrammi emessi nel mese;

$C_{\text{misurato}}$  = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/litro. Nel caso di misure mensili è la singola misura;

$F_{\text{misurato}}$  = Media mensile dei flussi (o volume mensile scaricato) in litri/mese.



*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 - D.G. Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali

E.prot DVA - 2015 - 0024909 del 06/10/2015

CEIPPE-00-2015-0001825

del 02/10/2015

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

Direzione Generale Valutazioni Ambientali

c.a. dott. Giuseppe Lo Presti

Via C. Colombo, 44

00147 Roma

Pratica N: .....

Ref. Mittente: .....

**OGGETTO:** Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata da ENI S.p.A. - Raffineria di Livorno - Procedimento di modifica - ID 40/628

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell'Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmette il Parere Istruttorio Conclusivo.

Il Presidente della Commissione IPPC

Prof. Armando Brath

All. c.s.







ALL. 1825/2015  
**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

**Decreto legislativo del 3 aprile 2006, n.152 e ss.mm.ii.**

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO**

in merito al procedimento per la modifica dell'AIA rilasciata con Decreto N. Prot. DVA-DEC-2010-0000498 del 06/08/2010 - pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 217 del 16/09/2010 – Rif. nota DVA\_MATTM di avvio del procedimento N. Prot. CIPPC-00\_2013-0001886 del 10-10-2013 (Procedimento Istruttorio ID 628)

Gestore	ENI S.p.A.
Località	Livorno
Gruppo Istruttore	Dott. Chim. Marco Mazzoni - Referente
	Dott. Antonio Fardelli
	Avv. David Roettgen
	Dott. Ing. Francesca Poggiali – Regione Toscana
	Dott. Ing. Andrea Rafanelli – Provincia di Livorno
	Dott. Ing. Lorenzo Lazzerini – Comune di Livorno
	P.I. Sandro Lischi – Comune di Collesalvetti



**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

---

**INDICE**

1.	DEFINIZIONI .....	3
2.	INTRODUZIONE .....	6
2.1	Atti presupposti .....	6
2.2	Atti normativi .....	7
2.3	Attività istruttorie .....	10
3	DATI DELL'IMPIANTO .....	11
4	DESCRIZIONE DELLA MODIFICA PROPOSTA .....	11
4.1	Premessa .....	11
4.2	Caratteristiche della modifica .....	12
4.2.1	<i>Descrizione del processo</i> .....	12
4.2.2	<i>Aspetti degli impatti ambientali</i> .....	13
4.2.3	<i>Cronoprogramma degli interventi</i> .....	14
5	OSSERVAZIONI E CARENZE RILEVATE .....	14
6	RICHIESTA DI INTEGRAZIONI .....	14
7	VALUTAZIONI CONCLUSIVE .....	16
8	TARIFFA ISTRUTTORIA .....	16



# Commissione IPPC

## Parere Istruttorio Conclusivo

### ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno

#### 1. DEFINIZIONI

<b>Autorità competente (AC)</b>	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Valutazioni Ambientali.
<b>Autorità controllo</b> di	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29- <i>decies</i> del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Toscana.
<b>Autorizzazione integrata ambientale (AIA)</b>	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i.. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29- <i>terdecies</i> , 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.
<b>Commissione IPPC</b>	La Commissione istruttorio di cui all'art. 8-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
<b>Gestore</b>	ENI S.p.A. installazione IPPC sita nel Comune di Livorno, indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
<b>Gruppo Istruttore (GI)</b>	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttorio di cui si tratta.
<b>Installazione</b>	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014)
<b>Inquinamento</b>	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi. (art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014)



**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

<b>Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto</b>	<p>La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente.</p> <p>In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII, parte seconda del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, e' sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett- 1-bis, del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
<b>Migliori tecniche disponibili (best available techniques - BAT)</b>	<p>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.</p> <p>Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06 e s.m.i..</p> <p>Si intende per:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;</li><li>2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;</li><li>3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso; (art. 5, c. 1, lett. 1-ter del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</li></ol>
<b>Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)</b>	<p>Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.1 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
<b>Conclusioni sulle BAT</b>	<p>Un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.2 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>



**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

<b>Relazione di riferimento</b>	<b>di</b>	Informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee, con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti, necessarie al fine di effettuare un raffronto in termini quantitativi con lo stato al momento della cessazione definitiva delle attività. Tali informazioni riguardano almeno: l'uso attuale e, se possibile, gli usi passati del sito, nonché, se disponibili, le misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee che ne illustrino lo stato al momento dell'elaborazione della relazione o, in alternativa, relative a nuove misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee tenendo conto della possibilità di una contaminazione del suolo e delle acque sotterranee da parte delle sostanze pericolose usate, prodotte o rilasciate dall'installazione interessata. Le informazioni definite in virtù di altra normativa che soddisfano tali requisiti possono essere incluse o allegate alla relazione di riferimento. Nella redazione della relazione di riferimento si tiene conto delle linee guida emanate dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 22, paragrafo 2, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. v-bis, del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. come introdotto dal D.lgs. n.46/2014).
<b>Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)</b>	<b>di</b>	<p>I requisiti di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente, - conformemente a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. - la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito "Piano di Monitoraggio e Controllo".</p> <p>Tale documento è proposto, in accordo a quanto definito dall'Art. 29-quater co. 6, da ISPRA in sede di Conferenza di servizi ed è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale.</p> <p>Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06 e s.m.i., le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.</p>
<b>Uffici presso i quali sono depositati i documenti</b>	<b>di</b>	I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito <a href="http://www.aia.minambiente.it">http://www.aia.minambiente.it</a> , al fine della consultazione del pubblico.



**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

<b>Valori Limite di Emissione (VLE)</b>	La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nel allegato X alla parte II del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. (art. 5, c. 1, lett. i-octies, D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).
---	--

## 2. INTRODUZIONE

### 2.1 *Atti presupposti*

Vista	l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata alla Società ENI S.p.A. divisione Refining & Marketing - Raffineria di Livorno con Decreto N. Prot. DVA-DEC-2010-0000498 del 06/08/2010 - pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 217 del 16/09/2010
Visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione istruttoria IPPC
visto	il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. GAB/DEC/153/07 del 25 settembre 2007, registrato alla Corte dei Conti il 9 ottobre 2007 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione
Vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, N. Prot. CIPPC-00-2012-000260 del 23/04/2012, che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale al Gruppo Istruttore (GI) così costituito: <ul style="list-style-type: none"><li>- Dott. Chim. Marco Mazzoni (referente)</li><li>- Dott. Antonio Fardelli</li><li>- Avv. David Roettgen</li></ul>



**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

preso atto	che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono stati nominati, ai sensi dell'art. 10, comma 1, del DPR 14 maggio 2007, n. 90, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: <ul style="list-style-type: none"><li>– Dott. Ing. Francesca Poggiali - Regione Toscana</li><li>– Dott. Ing. Andrea Rafanelli - Provincia di Livorno</li><li>– Dott. Ing. Dott. Lorenzo Lazzerini - Comune di Livorno</li><li>– P.I. Sandro Lischi - Comune di Collesalvetti</li></ul>
preso atto	che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti collaboratori dell'ISPRA: <ul style="list-style-type: none"><li>– Dr. Ing. Gaetano Battistella (Coordinatore)</li><li>– Dott. Bruno Panico (Referente)</li></ul>

## 2.2 Atti normativi

Visto	il D.Lgs n. 152/2006 “ <i>Norme in materia ambientale</i> ” (Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O.) e s.m.i.;
visto	L'art. 41 della Legge 98/2013 di Conversione del D.Lgs. 69/2013 che modifica l'Art. 243 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.;
visto	Il D.Lgs. n. 46 del 04/03/2014 (pubblicato in G.U. della Repubblica Italiana n. 72 del 27/03/2014 – Serie Generale) di recepimento della Direttiva comunitaria 2010/75/UE (IED)
Visto	L'art. 29, comma 1 del D.Lgs. n. 46/2014 a norma del quale: <i>“Per installazioni esistenti che svolgono attività già ricomprese all'Allegato I al decreto Legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, gli eventuali procedimenti di rilascio, rinnovo, riesame o modifica dell'autorizzazione integrata ambientale in corso alla data del 7 gennaio 2013 sono conclusi con riferimento alla normativa vigente all'atto della presentazione dell'istanza entro e non oltre settantacinque giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto . Resta salva la facoltà per i gestori di presentare per tempo istanza di adeguamento di tali procedimenti alla disciplina di cui al presente titolo”;</i>
vista	la Circolare Ministeriale 13 Luglio 2004 “ <i>Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 Agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato F</i> ”;
visto	l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali: <ul style="list-style-type: none"><li>– devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento,</li></ul>



**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

	<p>applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;</li><li>– è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente</li><li>– l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;</li><li>– devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;</li></ul> <p>deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies;</p>
visto	<p>l'articolo 29-sexies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale <i>“i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti”</i>:</p>
visto	<p>l'articolo 29-sexies, comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale <i>“L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acque sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate per la manutenzione e la verifica periodiche delle misure adottate per prevenire le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee e disposizioni adeguate relative al controllo periodico del suolo e delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee presso il sito dell'installazione”</i>;</p>
Visto	<p>l'articolo 29-sexies, comma 4 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale <i>“Fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso”</i>;</p>





**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

visto	<p>l'articolo 29- <i>sexies</i>, comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale “<i>L'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti:</i></p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) <i>fissando valori limite di emissione, in condizioni di esercizio normali, che non superano i BAT-AEL, adottino le stesse condizioni di riferimento dei BAT-AEL e tempi di riferimento non maggiori di quelli dei BAT-AEL;</i></li><li>b) <i>fissando valori limite di emissione diversi da quelli di cui alla lettera a) in termini di valori, tempi di riferimento e condizioni, a patto che l'autorità competente stesa valuti almeno annualmente i risultati del controllo delle emissioni al fine di verificare che le emissioni, in condizioni di esercizio normali, non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili.”;</i></li></ul>
visto	<p>l'articolo 29- <i>sexies</i>, comma 4-quater del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale “<i>I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente”;</i></p>
visto	<p>l'articolo 29-<i>septies</i> del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;</p>
visto	<p>l'articolo 29-<i>octies</i>, comma 4, lettera a) del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale . “<i>Il riesame è inoltre disposto, sull'intera installazione o su parti di essa, dall'autorità competente, anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale, comunque quando:</i></p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) <i>a giudizio dell'autorità competente ovvero, in caso di installazioni di competenza statale, a giudizio dell'amministrazione competente in materia di qualità della specifica matrice ambientale interessata, l'inquinamento provocato dall'installazione è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite, in particolare quando è accertato che le prescrizioni stabilite nell'autorizzazione non garantiscono il conseguimento degli obiettivi di qualità ambientale stabiliti dagli strumenti di pianificazione e programmazione di settore”;</i></li></ul>



**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

visto	le linee guida generali o di settore adottate a livello nazionale per l'attuazione della Direttiva 2008/1/CE, e precisamente: <ul style="list-style-type: none"><li>• il Decreto Ministeriale 31 Gennaio 2005 “<i>Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372</i>”, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;</li><li>• il Decreto Ministeriale 1 ottobre 2008 “<i>Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59</i>”, pubblicato sul S.O. alla Gazzetta Ufficiale n. 51 del 3 marzo 2009;</li></ul>
esaminati	i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, e precisamente: <ul style="list-style-type: none"><li>– <i>Reference Document on Best Available Techniques in the Large Volume Organic Chemical Industry</i> – Febbraio 2003</li><li>– <i>Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage</i> - Luglio 2006;</li></ul>

### 2.3 Attività istruttorie

Esaminata	l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata alla Società ENI S.p.A. divisione Refining & Marketing - Raffineria di Livorno con Decreto N. Prot. DVA-DEC-2010-0000498 del 06/08/2010 - pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 217 del 16/09/2010
esaminata	l'istanza e la relativa documentazione tecnica trasmessa dal Gestore, suo prot. RAFLI/DIR 61/375-2013 del 16/08/2013 e acquisita dal MATTM al prot. DVA-2013-0021756 del 24/09/2013 per la modifica non sostanziale relativamente all'implementazione di un sistema di iniezione di apposito additivo in camere di combustione dei principali forni per riduzioni delle emissioni NOx;
vista	la nota prot. DVA-2013-0027185 del 26/11/2013 con la quale il MATTM ha richiesto ad ENI S.p.A. documentazione integrativa in relazione alla suddetta istanza;
esaminata	la documentazione integrativa inviata dal Gestore in data 20/12/2013 ed acquisita dal MATTM con prot. DVA-2013-0030387 del 30/12/2013;
esaminate	le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per il rilascio del presente parere istruttorio conclusivo e le condizioni e prescrizioni ivi contenute, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti.



**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

vista	la relazione istruttoria predisposta dal Supporto Tecnico ISPRA acquisita agli atti istruttori con N. di Prot. CIPPC-00-2015-0000715 del 01/04/2015
vista	la nota di trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo inviata per approvazione in data 22-09-2015 dalla segreteria IPPC al Gruppo Istruttore, avente N. Prot. CIPPC 00_2015-0001724 del 22-09-2015 comprendente i relativi allegati circa l'approvazione.

### 3 DATI DELL'IMPIANTO

Ragione sociale	ENI S.p.A. Divisione refining & marketing
Sede legale	Piazzale Enrico Mattei, 1 – 00144 Roma
Sede operativa	Via Aurelia, 7 - 57017 Stagno (LI) tel. 0586 948111
Tipo di impianto	Esistente
Codice e attività I.P.P.C.	Codice: 1.2 Raffinerie di Petrolio
Gestore	Ing. Alfredo Barbaro.
Referente	Dr. Iacopo Rainaldi tel. 0586 948418
Impianto a rischio di incidente rilevante	SI
Sistema di gestione ambientale	EMAS e ISO 14001:2004

### 4 DESCRIZIONE DELLA MODIFICA PROPOSTA

#### 4.1 Premessa

Il presente parere riassume le valutazioni della Commissione AIA-IPPC in merito al documento inviato dalla Società ENI S.p.A. per lo Stabilimento ENI Raffineria di Livorno in data 16/08/2013, N.Prot. E-DVA-2013-0021756 del 24/09/2013.

Tale documento descrive la richiesta di modifica non sostanziale del Decreto di AIA (DVA – DEC – 2010 – 0000498 del 6 Agosto 2010, pubblicato sulla G.U. Serie generale n. 217 del 16/09/2010), ai sensi e per gli effetti dell'articolo 29 – nonies, comma 1 del D.Lgs. n. 152/2006 e sue s.m.i. riguardante *l'implementazione di un sistema di iniezione di apposito additivo in camere di combustione dei principali forni per riduzioni delle emissioni di NOx.*

Il Gestore ritiene che le modifiche proposte siano da considerarsi non sostanziali ai sensi dell'art.29 nonies, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..



# Commissione IPPC

## Parere Istruttorio Conclusivo

### ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno

La procedura di aggiornamento dell'AIA come riportato sul sito web [aia.minambiente.it](http://aia.minambiente.it), è stata avviata dal MATTM in data 10 Ottobre 2013.

## 4.2 Caratteristiche della modifica

### 4.2.1 Descrizione del processo

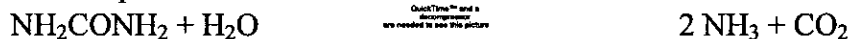
La richiesta avanzata dal Gestore viene formulata allo scopo di conseguire un miglioramento delle performance ambientali e un margine di sicurezza rispetto ai livelli di emissione convogliata prescritti dall'AIA a partire dal 16/09/2013.

L'iniziativa mira a implementare un intervento da attivare al verificarsi di determinate situazioni operative, quali ad esempio la riduzione temporanea della disponibilità di combustibili gassosi, e che consentirà di ridurre le emissioni di NO<sub>x</sub> prodotte dai forni principali e il rispetto dei limiti di emissioni per gli NO<sub>x</sub> fissati per la Raffineria.

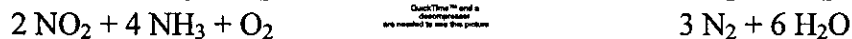
L'intervento consiste nell'impiego di un sistema di trattamento fumi in camera di combustione.

Il sistema prevede l'iniezione di un additivo a base di Urea come agente riducente in grado di ridurre gli ossidi di azoto ad azoto molecolare attraverso le seguenti reazioni:

#Decomposizione dell'urea:



#Riduzione degli ossidi di azoto:



L'additivo a base di Urea (NH<sub>2</sub>CONH<sub>2</sub>) sarà direttamente introdotto nelle camere di combustione dei seguenti forni:

- Forno F-2: Impianto di Topping
- Forni F-201 e F-202: Impianto Vacuum
- Forni F-1 e F-2: Impianto Hot Oil

Il Gestore ha fornito una tabella riepilogativa, di seguito riportata, sul numero degli ugelli da realizzarsi per i tre forni:



**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

Forni	N° Ugelli di iniezione
Hot Oil – Forni F-1 e F-2	4 punti di additivazione su F-1
	3 punti di additivazione su F-2
Vacuum (VPS) – Forni F-201 e F202	2 punti di additivazione su F-201
	2 punti di additivazione su F-202
Topping (DP2) – Forno F-2	4 punti di additivazione su F-2

Il numero e la disposizione degli ugelli d'iniezione da installarsi presso ciascun forno, sono stati studiati con lo specifico obiettivo di garantire un'ottimale temperatura di reazione ed una distribuzione uniforme dell'agente riducente in camera di combustione.

Il Gestore dichiara che l'additivo a base di urea da utilizzarsi sarà stoccato in appositi Bulk collocati a piè di impianto mediante appositi skid di attivazione.

#### **4.2.2 Aspetti degli impatti ambientali**

##### Emissioni in atmosfera:

La raffineria intende procedere alla realizzazione di un intervento finalizzato alla riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> generate dai propri forni principali.

Il Gestore prevede che, per le emissioni convogliate in atmosfera, l'effetto della modifica da introdurre consentirà una riduzione di circa 30 mg/Nm<sup>3</sup> dei valori di concentrazione di Bolla Raffineria per gli NO<sub>x</sub>.

##### Altri effetti introdotti:

Il Gestore dichiara che non si producono effetti significativi e negativi sull'ambiente rispetto alla configurazione attuale della raffineria autorizzata in AIA.

Le uniche variazioni nei bilanci di materia ed energia della Raffineria legate alla messa in esercizio del nuovo sistema di trattamento fumi riguarderanno:

- a) il consumo di materie prime
- b) i consumi di energia elettrica
- c) l'esposizione sonora.

- a) Per quanto riguarda il consumo di materie ausiliarie, tale variazione è dovuta all'impiego dell'additivo a base di urea per il trattamento dei fumi, il cui consumo previsto è pari a circa 200 m<sup>3</sup>/anno;
- b) per quanto riguarda il consumo di energia elettrica la variazione è dovuta ai consumi del sistema d'iniezione dell'additivo, ma tale variazione risulterà del tutto trascurabile rispetto ai consumi complessivi della Raffineria;



## Commissione IPPC

### Parere Istruttorio Conclusivo

### ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno

- c) riguardo all'esposizione acustica il Gestore dichiara che tutte le apparecchiature installate saranno caratterizzate da un livello continuo di pressione sonora, in grado di assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione.

#### 4.2.3 Cronoprogramma degli interventi

Il cronoprogramma dei lavori è il seguente:

agosto 2013	Scouting delle società idonea al trattamento SNCR (fase completata);
settembre 2013-febbraio 2014	Assegnazione contratto ponte per copertura eventuale fornitura in caso di necessità fino ad assegnazione gara;
febbraio 2014	Gara per assegnazione contratto triennale

## 5 OSSERVAZIONI E CARENZE RILEVATE

La modifica prevista comporta che tutte le unità operative introdotte o modificate sulla linea impiantistica da realizzarsi (dai bulk di stoccaggio degli additivi agli ugelli di introduzione sui 3 forni) siano implementate nel programma LDAR (Leak Detection And Repair) in aggiunta a quanto già ad oggi operativo in impianto.

Le informazioni rilasciate sul consumo annuo di additivo a base di Urea e descritte nel paragrafo 4.2.3. devono essere riferite alla capacità produttiva ed ampliate secondo quanto richiesto con le varie voci indicate nella scheda B.1.2 "Consumi di materie prime (alla capacità produttiva)" di domanda di A.I.A.

Inoltre, nella documentazione trasmessa dal Gestore non viene descritta l'area di stoccaggio dedicata ad accogliere i quantitativi dell'additivo a base di Urea.

## 6 RICHIESTA DI INTEGRAZIONI

Pertanto, al fine di avere le informazioni indicate al precedente punto 5, è stata inviata al Gestore in data 26/11/2013 la nota prot. DVA-2013- 0027185 con la richiesta della seguente documentazione integrativa:

1. informazioni sul previsto consumo dell'additivo a base di Urea in riferimento alla capacità produttiva e secondo il modello offerto dalla scheda B 1.2 di domanda di A.I.A.;
2. descrizione dell'area di stoccaggio dedicata ad accogliere i quantitativi dell'additivo a base di Urea secondo il modello offerto dalla scheda B 13 di domanda di A.I.A.;
3. implementare nel programma LDAR (Leak Detection And Repair) il nuovo sistema di iniezione dell'additivo e tutte le unità operative introdotte o modificate sulla linea impiantistica da realizzarsi.



# Commissione IPPC

## Parere Istruttorio Conclusivo

### ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno

In data 20/12/2013 ENI S.p.A. ha inviato documentazione integrativa, acquisita dal MATTM con nota prot. DVA-2013-0030387 del 30/12/2013.

Con riferimento al punto 1 il Gestore ha precisato che il consumo previsto dell'additivo a base di Urea, alla MCP, è pari a circa 200 m<sup>3</sup>/anno ed ha allegato la seguente tabella:

Addendum Cquater.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)										
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute					Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	Sp. in peso	Frazi R	Etichettatura	
Additivo a base di urea		Materia ausiliaria	Sistema di additivazione forni (Topping, Vacuum e Hot Oil)	liquido						200 m <sup>3</sup>

Riguardo il punto 2, il Gestore dichiara che lo stoccaggio dell'additivo a base di Urea verrà effettuato in appositi bulk: per ogni singolo forno (F1 e F2 dell'impianto Hot Oil; F201 e F202 dell'impianto VPS; F2 dell'impianto Topping) è previsto l'impiego di uno Skid di additivazione dotato di due bulk di stoccaggio (di cui uno di riserva), aventi capacità di 1 m<sup>3</sup> ciascuno. I bulk verranno posizionati a piè d'impianto su apposito grigliato dotato di vasca di contenimento. Il Gestore ha allegato la tabella seguente:

Addendum Cquater.13 Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi						
N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche		
				Modalità	Capacità	Materiale stoccato
69	RAFFINERIA - AREA TOPPING	2 m <sup>3</sup>	2 m <sup>2</sup>	BULK	1 m <sup>3</sup>	ADDITIVO A BASE DI UREA
				BULK	1 m <sup>3</sup>	
70	RAFFINERIA - AREA VACUUM	4 m <sup>3</sup>	4 m <sup>2</sup>	BULK	1 m <sup>3</sup>	ADDITIVO A BASE DI UREA
				BULK	1 m <sup>3</sup>	
				BULK	1 m <sup>3</sup>	
71	RAFFINERIA - AREA HOT OIL	4 m <sup>3</sup>	4 m <sup>2</sup>	BULK	1 m <sup>3</sup>	ADDITIVO A BASE DI UREA
				BULK	1 m <sup>3</sup>	
				BULK	1 m <sup>3</sup>	
				BULK	1 m <sup>3</sup>	

Per quanto riguarda il punto 3, il Gestore dichiara che intende effettuare una valutazione della necessità di implementare il programma LDAR a valle della realizzazione delle modifiche, anche mediante analisi di eventuali composti ammoniacali nell'area attigua agli Skid e lungo le linee di introduzione ai forni.



**Commissione IPPC**  
**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**ENI S.p.A. – Raffineria di Livorno**

---

## **7 VALUTAZIONI CONCLUSIVE**

Il Gruppo Istruttore,

- visto l'art. 29-nonies, comma 1 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.;
- considerato che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e s. m. i., presupposto di fatto essenziale per lo svolgimento dell'istruttoria (restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti);
- considerato che la modifica proposta dal Gestore non modifica il quadro prescrittivo del Decreto AIA rilasciato per lo stabilimento

**ritiene che la modifica**, riguardante l'implementazione di un sistema di iniezione di apposito additivo in camere di combustione dei principali forni per la riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub>, si **configuri come non sostanziale ed accoglibile**.

## **8 TARIFFA ISTRUTTORIA**

La tariffa istruttoria di € 2.000, versata da ENI S.p.A. ai sensi del D.M. 24 aprile 2008 è ritenuta congrua.