



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

Riesame dell'autorizzazione integrata ambientale rilasciata con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 7 giugno 2011, n. DVA-DEC-2011-0000302, aggiornata con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 9 novembre 2017, n. 300, per l'esercizio della raffineria della Società Alma Petroli SpA, ubicata nel Comune di Ravenna (RA) (ID 43/1063).

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni recante "Norme in materia ambientale" ed, in particolare, il titolo III-bis recante la disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale (di seguito denominata AIA);

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

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 25 settembre 2007, n. 153, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria per l'autorizzazione ambientale integrata - Prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento (in lingua inglese Integrated pollution prevention and control, in sigla IPPC), prevista dall'articolo 10, comma 3 del DPR n. 90/2007 (di seguito denominata Commissione istruttoria AIA-IPPC);

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale n. 222 del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 6 marzo 2017, n. 58, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 24 novembre 2010, relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento);

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

ROMA, 2018 - IP.ZS S.p.A. [2][5][9][U][X][C][0][0][9][8]



VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 17 febbraio 2012, n. 33 con cui è stata modificata la composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di coordinamento della medesima;

VISTO il decreto legislativo 4 marzo 2014, n. 46, recante attuazione della direttiva 2010/75/UE;

VISTA la decisione di esecuzione della Commissione europea 2014/738/UE del 9 ottobre 2014 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (in lingua inglese best available techniques, in sigla BAT) concernenti la raffinazione di petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE (di seguito denominata Conclusioni sulle BAT);

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 12 dicembre 2017, n. 335, che disciplina l'articolazione, l'organizzazione e le modalità di funzionamento della Commissione istruttoria AIA – IPPC;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 7 giugno 2011, n. DVA-DEC-2011-0000302, di autorizzazione integrata ambientale, rilasciato alla Società Alma Petroli SpA (di seguito denominata il Gestore) per l'esercizio della raffineria sita nel Comune di Ravenna (RA);

VISTO il decreto della Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali (in sigla DVA, di seguito denominata Direzione generale) del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare dell'8 aprile 2016, n. 132/DVA, che ha disposto l'avvio del riesame complessivo dell'AIA di cui al DM del 7 giugno 2011, n. DVA-DEC-2011-0000302, per l'esercizio della raffineria Alma Petroli di Ravenna ai fini dell'adeguamento alle pertinenti Conclusioni sulle BAT;

VISTA la nota del 15 aprile 2016, protocollo n. DVA/10279, con la quale la Direzione generale ha comunicato che il decreto dell'8 aprile 2016 n. 132/DVA ha disposto l'avvio del procedimento inerente il riesame complessivo dell'AIA per l'esercizio della raffineria Alma Petroli di Ravenna, identificandolo con codice ID 43/1063, ed ha chiesto al Gestore la trasmissione, entro 60 giorni dalla ricezione del medesimo decreto, della tariffa applicabile e della documentazione necessaria a procedere al riesame stesso;

VISTA la nota della Società Alma Petroli del 14 giugno 2016, protocollo n. L/131/15, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 15 giugno 2016 n. DVA/15915, con la quale il Gestore ha trasmesso la documentazione richiesta ai fini del citato procedimento di riesame dell'AIA, inviando contestualmente l'attestazione di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria di cui al decreto del 24 aprile 2008;

VISTE le note della Società Alma Petroli del 29 novembre 2016 e del 21 dicembre 2016 protocollo n. L/291/16, acquisite al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare rispettivamente il 30 novembre 2016 n. DVA/29038 ed il 21 dicembre 2016 al n. DVA/30929, con cui il Gestore ha trasmesso integrazioni e chiarimenti alla documentazione presentata per il riesame complessivo dell'AIA;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 9 novembre 2017, n. 300 di aggiornamento del decreto AIA per l'esercizio della raffineria Alma Petroli di Ravenna, DM del 7 giugno 2011, n. DVA-DEC-2011-0000302, a seguito dell'istanza



di modifica presentata dal Gestore avente ad oggetto il *revamping* della centrale termica dell'istallazione;

VISTA la nota del 7 marzo 2018, protocollo n. CIPPC/253, acquisita il 7 marzo al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 2018 n. DVA/5620, con cui la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo relativo al riesame complessivo dell'AIA per l'esercizio della raffineria Alma Petroli di Ravenna;

VISTA la nota dell'8 marzo 2018, protocollo n. 20964, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'8 marzo 2018 al n. DVA/5714, con la quale ISPRA ha trasmesso il piano di monitoraggio e controllo relativo al riesame complessivo dell'AIA per l'esercizio della raffineria Alma Petroli di Ravenna;

VISTA la nota del 13 marzo 2018, protocollo n. DVA/6099, con cui la Direzione generale ha convocato per il giorno 20 marzo 2018 la seduta della Conferenza di servizi ai fini del riesame complessivo dell'AIA per l'esercizio della raffineria Alma Petroli di Ravenna;

VISTA la nota della Società Alma Petroli del 16 marzo 2018, protocollo n. L/85/18, acquisita il 19 marzo 2018 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/6503, con la quale il Gestore ha presentato le proprie osservazioni al parere istruttorio conclusivo n. CIPPC/253 del 7 marzo 2018 ed al piano di monitoraggio e controllo reso da ISPRA con nota protocollo n. 20964 dell'8 marzo 2018;

VISTO il verbale, trasmesso dalla Direzione generale con nota del 21 marzo 2018, protocollo n. DVA/6767, della seduta della Conferenza di servizi del 20 marzo 2018, durante la quale la Conferenza ha deliberato di esprimersi favorevolmente al riesame dell'AIA per l'esercizio della raffineria Alma Petroli di Ravenna, alle condizioni di cui al parere istruttorio ed al piano di monitoraggio e controllo discussi e modificati come concordato in seduta;

VISTA la nota del 28 marzo 2018, protocollo n. CIPPC/356, acquisita il 28 marzo 2018 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/7479, con cui la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo aggiornato alla luce delle determinazioni definite in sede di Conferenza dei servizi del 20 marzo 2018;

VISTA la nota del 29 marzo 2018, protocollo n. 24876, acquisita il 29 marzo 2018 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/7596, con la quale ISPRA ha trasmesso il piano di monitoraggio e controllo aggiornato alla luce delle determinazioni definite in sede di Conferenza di servizi del 20 marzo 2018;

CONSIDERATO che, ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 7, della legge 7 agosto 1990, n. 241, si considera acquisito l'assenso dell'amministrazione il cui rappresentante, all'esito dei lavori della Conferenza di servizi, non abbia espresso definitivamente la volontà dell'amministrazione rappresentata;

CONSIDERATO che le amministrazioni invitate a partecipare ai lavori della Conferenza di servizi, dopo il rilascio dell'AIA hanno in ogni caso facoltà di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare nuovi elementi istruttori proponendo l'avvio



di un riesame dell'AIA ai sensi dell'articolo 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento di rilascio dell'AIA è stata garantita presso la Direzione generale e che i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili su *internet* sul sito ufficiale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;

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

CONSIDERATO che resta ferma l'applicabilità dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, Parte Terza e Parte Quinta, in caso di superamento dei valori limite di emissione puntuali in aria e in acqua indicati negli allegati al suddetto decreto, ove le disposizioni del presente provvedimento non riportino espressamente valori limite di emissione per talune sostanze e/o per taluni punti di emissione;

VISTA la nota della Divisione III "Rischio rilevante e autorizzazione integrata ambientale" della Direzione generale del 17 luglio 2018, protocollo interno n. DVA.int./16482, con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera e) della legge 7 agosto 1990, n. 241, ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;

DECRETA

Art. 1

(Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'installazione)

1. La Società Alma Petroli SpA, identificata dal codice fiscale 01088570393, con sede legale in Via Roma, n. 67 - 48121 Ravenna (RA) (di seguito denominata il Gestore) è autorizzata all'esercizio della raffineria sita nel Comune di Ravenna (RA) alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio conclusivo reso con nota protocollo n. CIPPC/356 del 28 marzo 2018 dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC (di seguito denominato parere istruttorio), e al relativo piano di monitoraggio e controllo reso da ISPRA con nota del 29 marzo 2018, protocollo n. 24876, relativi al riesame complessivo disposto con decreto della Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali (di seguito denominata Direzione generale) del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare dell'8 aprile 2016, n. 132/DVA, ed alla istanza in tal senso presentata dal Gestore 14 giugno 2016 e successivamente integrata come illustrato in premessa (nel seguito indicata come istanza). Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

Oltre a tali condizioni, l'esercizio dell'impianto dovrà attenersi a quanto di seguito specificato.



Art. 2**(Limiti di emissione e prescrizioni per l'esercizio)**

1. L'esercizio dell'installazione deve avvenire nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si intendono non ricompresi nell'autorizzazione.
3. Come prescritto al paragrafo 10.15 "Dismissioni e ripristino dei luoghi", pagina 153 del parere istruttorio (prescrizione n. 56), in relazione ad un eventuale intervento di dismissione totale o parziale dell'impianto, un anno prima, il Gestore deve presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e trasmettere all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale un piano di dettaglio di dismissione. Il progetto deve essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino delle aree liberate. Nel progetto deve essere compreso un piano di indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.
4. All'atto della presentazione dei documenti di cui al comma 3, il Gestore deve allegare l'originale delle relative quietanze di versamento della tariffa prevista dal decreto 6 marzo 2017 n. 58, di cui all'avviso sulla Gazzetta ufficiale dell'11 maggio 2017 n. 108, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal Titolo III-bis della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

Art. 3**(Prescrizioni relative alla prevenzione dei pericoli di incidenti rilevanti)**

1. Ai sensi dell'articolo 29-sexies, comma 8, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, le prescrizioni derivanti dai procedimenti conclusi ai sensi del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105, costituiscono parte integrante del presente provvedimento.

Art. 4**(Altre prescrizioni)**

1. Il Gestore è tenuto al rispetto delle prescrizioni legislative e regolamentari in materia di tutela ambientale, anche se emanate successivamente al presente decreto, ed in particolare quelle previste in attuazione della legge 26 ottobre 1995, n. 447, e dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e loro successive modifiche ed integrazioni.
2. Si prescrive al Gestore di provvedere alla georeferenziazione informatica dei punti di emissione in atmosfera e degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche e nel rispetto delle tempistiche che saranno fornite da ISPRA nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.



3. Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente qualsiasi variazione intervenga nell'ambito della certificazione ISO 14001.

Art. 5

(Monitoraggio, vigilanza e controllo)

1. Entro sei mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto, il Gestore deve avviare il sistema di monitoraggio prescritto, concordando con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento dello stesso. Nelle more rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nel Piano relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere.
2. ISPRA definisce, anche sentito il Gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione del piano di monitoraggio e controllo e garantisce il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.
3. Ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, ISPRA, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifica il rispetto delle prescrizioni previste nel parere istruttorio e ne riferisce gli esiti con cadenza almeno annuale all'autorità competente.
4. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1 e 2, ISPRA, nel corso della durata dell'autorizzazione, concorda con il Gestore ed attua adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere al piano di ispezione regionale definito ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 11-*bis* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.
5. Ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, il Gestore fornisce l'assistenza necessaria per lo svolgimento delle verifiche tecniche relative all'installazione, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare il Gestore garantisce l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
6. Ai sensi dell'art. 29-*undecies* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, informa tempestivamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto, adotta immediatamente le misure per limitare le conseguenze ambientali e per prevenire ulteriori incidenti o eventi imprevisti e ne informa il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.
7. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 29-*decies*, comma 2 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, il Gestore trasmette gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche alla ASL territorialmente competente.



Art. 6
(Durata e aggiornamento dell'autorizzazione)

1. La presente autorizzazione ha durata di dodici anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto.
2. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 1 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la domanda di riesame con valenza di rinnovo della presente autorizzazione è presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare entro la citata scadenza.
3. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la presente autorizzazione può essere soggetta a riesame. A tale riguardo, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenta, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
4. Il Gestore comunica al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Inoltre, il Gestore comunica al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione.

Art. 7
(Tariffe)

1. Si prescrive al Gestore il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto n. 58 del 6 marzo 2017 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 11 maggio 2017 n. 58, con cui sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti dal Titolo III-bis della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152.

Art. 8
(Autorizzazioni sostituite)

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-quater, comma 11, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto, le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla parte seconda del medesimo decreto legislativo e costituisce rinnovo, ai sensi dell'art. 29-octies dello stesso decreto, dell'AIA rilasciata con decreto del 7 giugno 2011, n. DVA-DEC-2011-0000302, e successivi aggiornamenti.
2. Resta ferma la necessità per il Gestore di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.
3. Resta fermo l'obbligo per il Gestore di prestare e mantenere per il periodo di validità della presente autorizzazione, nel rispetto dei regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fidejussioni, eventualmente necessarie relativamente alla gestione dei rifiuti.

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



Art. 9
(Disposizioni finali)

1. Il Gestore effettua la comunicazione di cui all'art. 29-*decies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi del decreto del 6 marzo 2017 n. 58, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.

2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.

3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.

4. Il presente provvedimento è trasmesso in copia alla Società Alma Petroli SpA, nonché notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'interno, al Ministero del lavoro e delle politiche sociali, alla Regione Emilia Romagna, alla Provincia di Ravenna, al Comune di Ravenna, all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale. Il presente decreto è altresì notificato al Ministero della Salute, che potrà chiedere il riesame dell'autorizzazione integrata ambientale nell'esercizio delle funzioni istituzionali connesse alla tutela della salute.

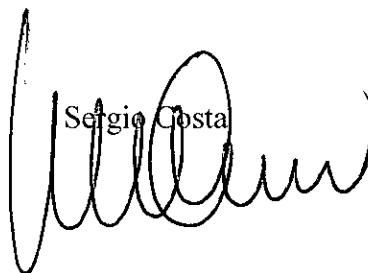
5. Ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 13 e dell'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso internet sul sito ufficiale del Ministero.

Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta ufficiale.

6. A norma dell'articolo 29-*quattordices*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile, n. 152, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di sanzione amministrativa da 1.500 a 15.000 euro ovvero, nei casi più gravi, di ammenda da 5.000 a 26.000 euro e arresto fino a due anni, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 29-*decies*, comma 9, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'installazione.

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al Tribunale amministrativo regionale (TAR) entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5.



Sergio Costa




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

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE
INTEGRATA AMBIENTALE – IPPC

IL PRESIDENTE

Ministero dell' Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. Dott. Antonio Ziantoni
aia@pec.minambiente.it

Al Direttore Generale ISPRA
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 Roma
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

Oggetto: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda di riesame dell'AIA presentata da Alma Petroli – Procedimento ID 1063.

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 18 comma 1 del Decr. 335/17 del Ministero dell'Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmette il Parere Istruttorio Conclusivo dell'impianto in oggetto aggiornato a seguito della Conferenza di Servizi tenutasi in data 20 marzo 2018.

Il Presidente

Prof. Armando Brath

(documento informatico firmato digitalmente
ai sensi dell'art. 24 D. Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)

All. c.s.

ID Utente: 7306

ID Documento: CIPPC-7306_2018-0042

Data stesura: 28/03/2018

Tuteliamo l'ambiente! Non stampate se non necessario. 1 foglio di carta formato A4 = 7,5g di CO₂

Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma Tel. 06-57223065 - Fax 06-57223082
e-mail: commissione AIA@minambiente.it e-mail PEC: cippc@pec.minambiente.it



**Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna**

Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

ID 46/1063

**Raffineria ALMA Petroli S.p.A. Ravenna
Riesame Complessivo AIA**

**Decreto prot. DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011
(pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie
Generale n. 148 del 28/06/2011)**

GESTORE	ALMA PETROLI S.p.A.
LOCALITÀ	Via Baiona 195 - Ravenna
Gruppo Istruttore	Ing Claudio Rapicetta – referente Dott. Antonio Fardelli Ing. Alberto Pacifico Avv. Davide Roettgen Ing. Alessandro Martelli Dott. Valerio Marroni - Regione Emilia Romagna Ing. Laura Avveduti – ARPAE Dott. Gianni Gregorio - Comune di Ravenna



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

1.	DFINIZIONI	4
2.	INTRODUZIONE.....	7
2.1	<i>Atti presupposti</i>	7
2.2	<i>Atti normativi</i>	8
2.3	<i>Attività istruttorie</i>	10
3.	IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC	11
3.1	<i>Riepilogo dei procedimenti autorizzativi allo stato attuale</i>	11
3.2	TABELLA RIASSUNTIVA DEI DATI DI RAFFINERIA.....	12
4.	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	14
4.1	<i>Inquadramento territoriale</i>	14
4.2	<i>Inquadramento ambientale</i>	14
	<i>Piano Aria Integrato Regionale (PAIR)</i>	15
5.	DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO	23
5.1	<i>Capacità produttiva</i>	23
5.2	<i>Ciclo produttivo</i>	24
5.3	<i>Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime</i>	39
5.4	<i>Consumi di combustibile</i>	42
5.5	<i>Bilancio idrico</i>	43
5.6	<i>Bilancio energetico</i>	48
5.7	<i>Emissioni in atmosfera di tipo convogliato</i>	51
5.8	<i>Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato</i>	65
5.9	<i>Sistemi di abbattimento</i>	69
5.10	<i>Monitoraggio delle emissioni in atmosfera</i>	70
5.11	<i>Scarichi idrici ed emissioni in acqua</i>	71
5.12	<i>Rifiuti</i>	77
5.13	<i>Rumore</i>	83
5.14	<i>Emissioni odorigene</i>	84
5.15	<i>Altre tipologie di inquinamento</i>	88
6.	MODIFICHE PROPOSTE DAL GESTORE	88
	RISPETTO ALL'ASSETTO AUTORIZZATO	88
6.1	<i>Impianto di Pump and Treat per la messa in sicurezza della falda</i>	89
6.2	<i>Ottimizzazione energetica salto di pressione in cabina metano</i>	90
6.3	<i>Installazione nuovo serbatoio S10</i>	90
6.4	<i>Impianto di insaccamento bitume</i>	91
6.5	<i>Impianti di produzione di bitume modificato</i>	92
6.6	<i>Up-grading cogeneratore</i>	93
6.7	<i>Modifica dei limiti di emissione di bolla per il parametro SOx</i>	93
6.8	<i>Descrizione degli effetti ambientali della proposta impiantistica da autorizzare</i>	95
6.9	<i>Assoggettabilità a V.I.A.</i>	98
7.	ASSENZA DI FENOMENI DI INQUINAMENTO SIGNIFICATIVI	98
7.1	<i>Aria</i>	98
7.2	<i>Acqua</i>	99
7.3	<i>Valutazioni del Gestore sulle pressioni ambientali della Raffineria</i>	100
7.4	<i>Utilizzo efficiente dell'energia</i>	101
7.5	<i>Analisi di rischio</i>	102
8.	VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT	111



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

8.1	<i>BAT Generali</i>	111
8.1	<i>BAT applicate al singolo processo</i>	120
8.2	<i>Gestione integrata delle emissioni di NOx ed SO₂</i>	133
9.	PRESCRIZIONI	137
10.1	<i>Sistema di gestione</i>	137
10.2	<i>Capacità produttiva</i>	137
10.3	<i>Approvvigionamento e stoccaggio materie prime, ausiliarie e combustibili</i>	137
10.4	<i>Utilizzo di combustibili</i>	139
10.5	<i>Emissioni in atmosfera di tipo convogliato</i>	140
10.6	<i>Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (diffuse e fuggitive)</i>	146
10.7	<i>scarichi idrici ed emissioni in acqua</i>	147
10.8	<i>Rifiuti</i>	150
10.9	<i>Emissioni sonore</i>	151
10.10	<i>Emissioni odorigene</i>	151
10.11	<i>Manutenzione ordinaria e straordinaria</i>	152
10.12	<i>Malfunzionamenti</i>	152
10.13	<i>Eventi incidentali</i>	152
10.14	<i>Eventi d'area</i>	153
10.15	<i>Dismissioni e ripristino dei luoghi</i>	153
10.16	<i>Prescrizioni da procedimenti autorizzativi</i>	153
10.	OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO	154
11.	DURATA E RIESAME	154
12.	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	154

ALLEGATO 1: SCHEDA RECANTE GLI ELEMENTI INFORMATIVI INERENTI L'APPLICAZIONE DELLE TECNICHE DI GESTIONE INTEGRATA PER LE EMISSIONI DI NO_x E SO₂ (DI CUI ALLE BAT 57 E 58 DELLA DECISIONE 2014/738/UE) DA RENDERE ALLA COMMISSIONE EUROPEA AI SENSI DELLA DECISIONE 2014/768/UE



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

1. DFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Valutazioni Ambientali.
Autorità di controllo	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 Emilia Romagna.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti 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, della tutela del territorio e del mare, delle attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs 152/06 e s.m.i..
Gestore	Alma Petroli S.p.a., installazione IPPC sita nel Comune di Ravenna, 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..
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Installazione	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla Parte Seconda, D.Lgs n. 152/06 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 n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs n. 46/2014).
Inquinamento	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. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto	<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- l-bis, del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
Migliori tecniche disponibili (best available techniques - BAT)	<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">1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso; (art. 5, c. 1, lett. l-ter del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).
Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)	<p>Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. l-ter.1 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
Conclusioni sulle BAT	<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. l-ter.2 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Relazione di riferimento	di	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).
Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	di e	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". 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. 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.
Uffici presso i quali sono depositati i documenti	i	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, della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito http://www.aia.minambiente.it , al fine della consultazione del pubblico.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Valori Limite di Emissione (VLE)	La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate 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

L'ALMA Petroli SPA (di seguito "il Gestore") è in possesso di Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto prot. DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale n. 148 del 28/06/2011) per l'esercizio della Raffineria sita nel Comune di Ravenna, con scadenza il 07/06/2023.

Con Decreto 132/DVA del 08/04/2016 è stato disposto il Riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Raffineria.

2.1 Atti presupposti

Vista	L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con Decreto prot. DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale n. 148 del 28/06/2011) alla ALMA Petroli S.p.A. per l'installazione IPPC sita nel Comune di Ravenna
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 132/DVA del 08/04/2016 con è stato disposto il Riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Raffineria
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-1224/2017 del 03/08/2017, che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale dell'istallazione IPPC della ALMA petroli S.p.A., sita nel Comune di Ravenna, al Gruppo Istruttore così costituito: – Ing. Claudio F. Rapicetta– Referente Gruppo istruttore – Dott. Antonio Fardelli – Ing. Alessandro Martelli – Ing. Alberto Pacifico – Avv. David Roettgen



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

preso atto	che sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: – Dott. Valerio Marroni– Regione Emilia Romagna – Ing. Laura Avveduti - ARPAE – Dott. Gianni Gregorio – Comune di Ravenna
preso atto	che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA: – Ing. Carlo Carlucci (Referente) – Dr. Ing. Giuseppe Di Marco (Coordinatore)

2.2 Atti normativi

visto	il DLgs 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	Il D.L. 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	<p>l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.L. 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:</p> <ul style="list-style-type: none">– devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;– non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;– 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– l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;– devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze; <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- <i>sexies</i>, comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. 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">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>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</i>



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

	<i>competente stessa 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>
visto	l'articolo 29- <i>sexies</i> , comma 4-ter del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.L. n. 46/2014) ai sensi del quale “l'autorità competente può fissare valori limite di emissione piu' rigorosi di quelli di cui al comma 4-bis, se pertinenti, nei seguenti casi: a) quando previsto dall'articolo 29- <i>septies</i> ; b) quando lo richiede il rispetto della normativa vigente nel territorio in cui e' ubicata l'installazione o il rispetto dei provvedimenti relativi all'installazione non sostituiti dall'autorizzazione integrata ambientale”
visto	l'articolo 29- <i>octies</i> del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), che disciplina i Riesami delle Autorizzazioni Integrate Ambientali.
visto	le linee guida generali o di settore adottate a livello nazionale di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, che hanno recepito anche le linee guida a livello comunitario, e precisamente: <ul style="list-style-type: none">• 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;• 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;
vista	la Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame e aggiornamento dei provvedimenti di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di cui al DM prot. 0000274 del 16/12/2015;
vista	La nota DVA 7847 del 31-03-2017 recante “ <i>indicazioni integrative per la redazione pareri istruttori conclusivi</i> ” in relazione ai risami AIA di raffinerie.
esaminati	i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione delle Direttive 96/61/CE e 2010/75/UE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, e precisamente: <ul style="list-style-type: none">– <i>Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e gas ai sensi della Direttiva 2010/75/UE (Decisione 2014/738/UE del 09/10/2014)</i>– <i>Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – 2015</i>– <i>Reference Document on Best Available Techniques to Industrial Cooling System - Dec. 2001</i>– <i>Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency - Feb. 2009</i>
visto	Il Piano Aria Integrato Regionale (PAIR) approvato con Deliberazione dell'Assemblea Legislativa Regionale n. 115 del 11/04/2017



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

2.3 Attività istruttorie

Esaminata	L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con Decreto prot. DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale n. 148 del 28/06/2011) alla ALMA Petroli S.p.A. per l'installazione IPPC sita nel Comune di Ravenna
visto	Il Decreto 132/DVA del 08/04/2016 è stato disposto il Riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Raffineria.
esaminata	La nota, acquisita al prot. DVA/0015915 del 15/06/2016, con cui il Gestore ha trasmesso la documentazione inerente il suddetto Riesame.
vista	La nota della Commissione IPPC prot. CIPPC-1397/2016 del 26/09/2016 in cui sono state definite le procedure operative e le richieste ad ISPRA, a supporto del Gruppo Istruttore.
vista	La Scheda Tecnica del 10/10/2016 e la Relazione Istruttoria RI0 del 25/11/2016, emesse da ISPRA, a supporto del Gruppo Istruttore
vista	La convocazione per la riunione Gruppo Istruttore-Gestore prot. DVA-0001880/2016 del 21/11/2016
esaminata	La documentazione trasmessa dal Gestore, con nota acquisita al prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, per la riunione Gruppo Istruttore-Gestore
visti	I verbali della riunione di Gruppo Istruttore di cui ai prott.: <ul style="list-style-type: none">• GI-Gestore: DVA-0001950 del 30/11/2016• GI-Sessione riservata: DVA-0001951 del 30/11/2016
esaminata	La documentazione integrativa trasmessa dal Gestore a seguito delle richieste del Gruppo Istruttore e acquisita al prot.DVA-0030929/2016 del 21/12/2016
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 la redazione della presente relazione 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.
visto	Il verbale della riunione del 16 febbraio 2018 del Gruppo Istruttore di cui al prot. CIPPC 179 del 19.02.2018.
esaminata	La nota informativa trasmessa dal gestore prot. CIPPC 208 del 23-02-2018.
vista	l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo inviata per approvazione finale in data 27/02/2018 dalla segreteria IPPC al Gruppo Istruttore aventi prot. n. CIPPC. 235 del 5/03/2018 comprendente i relativi allegati circa l'approvazione;
Preso atto	della nota del Gestore prot. CIPPC n. 247 del 07/03/2018, con la quale egli comunica di "ritirare formalmente la richiesta di inclusione" della gestione dell'impianto pump&treat nella presente autorizzazione
Vista	la nota del Gestore prot. DVA R.U.I.0006503 19/03/2018, recante le osservazioni al PIC predisposto
Visto	Il verbale della CdS del 20.03.2018 prot. DVA.R.U-U.0006727 del 21/03/2018



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

3. IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC

Ragione sociale	ALMA PETROLI S.p.A.
Indirizzo sede operativa	Via Baiona, 195 – 48123 Ravenna
Sede Legale	Via di Roma, 67 – 48121 Ravenna
Rappresentante Legale	Antonino Sciascia - Via Baiona, 195 – 48123 Ravenna Recapito telefonico 0544.696411 e-mail a.sciascia@almapetroli.com
Tipo impianto	Esistente
Codice e attività IPPC	Codice IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e di gas Codice NACE 23 – Fabbricazione di coke e di prodotti della raffinazione di petrolio Codice NOSE-P 105.8 – Trasformazione di prodotti petroliferi
Gestore Impianto	Antonino Sciascia - Via Baiona, 195 – 48123 Ravenna Recapito telefonico 0544.696411 e-mail a.sciascia@almapetroli.com
Referente IPPC	Chiara Agostini - Via Baiona, 195 – 48100 Ravenna Recapito telefonico 0544.696411 e-mail c.agostini@almapetroli.com
Impianto a rischio di incidente rilevante	SI (stabilimento soggetto a notifica ed alla presentazione del rapporto di sicurezza) ¹ Parere Tecnico Conclusivo Prot. n. 10398 del 04/06/2015
Numero di addetti	79
Sistema di gestione ambientale	ISO 14001 - Certificato del Sistema di Gestione Ambientale del 29/07/20015 (scadenza 21/09/2018).
Certificato di prevenzione incendi	SI – Rilasciato dal Comando Provinciale dei VVF di Ravenna, prot. 0002062 del 25/02/2016
Periodicità dell'attività	Continua

3.1 Riepilogo dei procedimenti autorizzativi allo stato attuale

ID	Tipologia di procedimento		ATTO autorizzativo
43	Prima AIA	-	DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011 (Scadenza 07/06/2023)
43/351	Modifica non sostanziale	Revamping parco serbatoi tramite la sostituzione degli esistenti 6 serbatoi	DVA-00-2012-0031047 del 19/12/2012
43/428	Modifica non sostanziale	Variatione profilo analitico per il monitoraggio dei punti di emissione E03 e E17	



**Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna**

43/427	Modifica non sostanziale	Variazione delle modalità di monitoraggio dello scarico SF1	
43/343	Ottemperanza alle prescrizioni di cui all'Art. 1, comma 3	Studio di processo per l'installazione di una torcia con sistema di blow down	
43/340	Modifica non sostanziale	Prescrizioni relative alle emissioni in atmosfera provenienti dall'impianto VEPAL	
43/461	Modifica non sostanziale	Installazione di una nuova sezione di lavaggio VIRGIN NAFTA – U400	DVA-2013-0003584 del 11/02/2013
43/460	Modifica non sostanziale	Installazione sistema di trattamento acque acide U-300	
43/584	Modifica non sostanziale	Revamping serbatoio n.7	DVA-2013-0026971 del 22/11/2013
43/565	Modifica non sostanziale	Proroga dei termini per la realizzazione della torcia di emergenza di raffineria	
43/796	Modifica non sostanziale	Richiesta di ricomprendere all'interno dell'AIA l'autorizzazione allo scarico di acque reflue industriali dell'esistente impianto Pump&Treat (già autorizzato dalla Provincia di Ravenna con provvedimento n.126 del 15/01/2013).	Procedimento per il quale il Gestore ha formalmente ritirato la richiesta di inclusione all'interno del presente procedimento
43/914	Modifica AIA	Revamping della centrale termica di Raffineria (Nuova caldaia BONO da 14,538MW in luogo della esistente caldaia Therma da 9,304 MW)	DEC Ministro Ambiente-Registrazione 0000300 del 9.11.2017

**3.2 TABELLA RIASSUNTIVA DEI DATI DI RAFFINERIA
(Dati dichiarati alla Massima Capacità Produttiva)**

QUADRO AUTORIZZATO		
<i>Società</i>	ALMA Petroli S.p.A.	
<i>Estremi autorizzazione precedente</i>	Decreto prot. DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale n. 148 del 28/06/2011) e suoi aggiornamenti	
<i>Capacità produttiva autorizzata (greggio lavorato)</i>	550.000 tonn/anno	
<i>Prodotti (Produzione dichiarata dato MCP)</i>	Prodotto	Quantità (t/a)
	Bitume distillato	380.000
	Bitume ossidato	20.000
	Bitume ossidato in pani	10.000
	Gasolio ATZ	30.000
	Semilavorato ATZ	95.000
	Virgin nafta	15.000
<i>Camini attualmente in Bolla di Raffineria da Decreto AIA vigente e s.agg.</i>	E01: caldaia Therma E02: Caldaia Bono E04: Forno impianto di distillazione F102 E05: Forno impianto di distillazione F102A	

12



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

	E19: nuova Caldaia Bono (autorizzata con ID 43/914 a sostituire la caldaia Therma ed il camino E01)	
<i>Attuali limiti di bolla da Decreto AIA vigente</i>	NOx	250 mg/Nm ³ – 100 t/a
	SO ₂	800 mg/Nm ³ – 200 t/a
	Polveri	30 mg/Nm ³ – 10 t/a
	CO	100 mg/Nm ³
	H ₂ S	3 mg/Nm ³
	COV	20 mg/Nm ³
	NH ₃ e composti a base di Cloro	20 mg/Nm ³
QUADRO DA AUTORIZZARE (modifiche richieste dal Gestore nelle Schede C rispetto al quadro autorizzato)		
Modifica	Descrizione sintetica delle variazioni dichiarate dal Gestore	Possibili impatti sull'ambiente
Ottimizzazione energetica salto di pressione in cabina metano	<ul style="list-style-type: none"> installazione di turboespansori per la produzione di energia meccanica 	-
Installazione nuovo serbatoio S10	<ul style="list-style-type: none"> realizzazione di un nuovo serbatoio metallico a tetto galleggiante di Categoria A, avente capacità pari a circa 5.000 m³ 	<ul style="list-style-type: none"> Aria (fuoriuscite di gas/vapori dalle tenute del tetto galleggiante) contaminazione del suolo e del sottosuolo e acque sotterranee
Impianto di insaccamento bitume	<ul style="list-style-type: none"> Raffreddamento bitumi con olio diatermico e insaccamento in big-bags in polietilene Collegamento a sistema di abbattimento vapori esistente VEPAL (recentemente potenziato in modo da riuscire a trattare una portata di 28.000 Nm³/h) 	<ul style="list-style-type: none"> Aria contaminazione del suolo e del sottosuolo e acque sotterranee
Impianti di produzione di bitume modificato	<ul style="list-style-type: none"> Miscelazione tra bitumi e polimeri in grado di fornire prestazioni viscoelastiche superiori ai bitumi Collegamento a sistema di abbattimento vapori esistente VEPAL (recentemente potenziato in modo da riuscire a trattare una portata di 28.000 Nm³/h) 	<ul style="list-style-type: none"> Aria contaminazione del suolo e del sottosuolo e acque sotterranee
Up-grading cogeneratore	<ul style="list-style-type: none"> sostituzione di componenti impiantistiche con apparecchiature analoghe ma di maggior potenza o miglior rendimento 	-
Modifica dei limiti di emissione di bolla per il parametro SOx	<ul style="list-style-type: none"> Proposta di riduzione del valore limite di emissione di bolla imposto per il parametro SOx dagli attuali 800 mg/Nm³ ai 600 mg/Nm³ richiesti dalle Conclusioni delle BAT di settore. 	<ul style="list-style-type: none"> Aria



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

4.1 Inquadramento territoriale

Lo stabilimento ALMA PETROLI svolge attività di raffineria che consistono nella lavorazione di petroli grezzi pesanti atti alla produzione diretta di bitumi stradali e industriali. A tale attività principale sono associate altre attività secondarie quali la vendita di semilavorati medi e pesanti.

Gli impianti di ALMA PETROLI sono situati in via Baiona 195, a nord – est della città di Ravenna, nei pressi della località Porto Corsini, nella zona industriale prospiciente il canale Candiano, che costituisce il porto della città.

Con riferimento all'Allegato A.13 "Estratto topografico", si osserva che la Raffineria ALMA PETROLI é inserita all'interno dell'area industriale portuale di Ravenna.

Si precisa inoltre che l'insediamento abitativo più prossimo allo stabilimento è quello di Marina di Ravenna, ubicato sulla costa in corrispondenza della foce del Porto Canale Candiano e distante circa 1 km in linea d'aria dagli impianti in esame.

I dati relativi alla superficie dell'installazione e ai dati catastali sono riportati nella seguente tabella in riferimento anche alla mappa catastale presentata dal Gestore all'interno dell'Allegato A.14.

Superficie dell'installazione [m ²]			
Totale	Coperta	Scoperta pavimentata	Scoperta non pavimentata
92.000	13.670	63.500	14.780
Dati catastali			
Numero foglio		Particella	
2		205, sub. 8 e 9	

Il Gestore dichiara che l'analisi degli strumenti programmatici, dei piani di riferimento e della normativa applicabile non ha evidenziato disarmonie tra le previsioni contenute nei diversi strumenti di pianificazione vigenti e l'esercizio dello stabilimento in esame.

4.2 Inquadramento ambientale

Il Gestore, nella documentazione trasmessa con nota acquisita al prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016 (cfr. Allegato A.24bis), ha fornito un'analisi dello stato di qualità delle principali matrici ambientali focalizzato sull'area di interesse, ad integrare quanto già comunicato nella documentazione trasmessa per il Riesame di AIA. Si riporta di seguito una sintesi delle principali valutazioni effettuate dal Gestore, suddivise per matrice ambientale analizzata.

Aria

Il Gestore dichiara che nel corso del 2015 le concentrazioni medie annuali degli **NO₂** si sono mantenute al di sotto dei valori limite imposti dalla normativa e non si sono registrati superamenti dei valori limite fissati per la media oraria presso nessuna centralina della provincia (la norma fissa un massimo di 18 superamenti annui).

Relativamente alle polveri **PM₁₀**, a livello provinciale il Gestore rileva il rispetto dei limiti sulla media annuale definiti dalla normativa, che non sono mai stati superati negli ultimi 5 anni. Nel 2015 sono tuttavia stati registrati valori medi più alti del biennio precedente ed inoltre, presso alcune



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

centraline, si è registrato un numero di giorni caratterizzati da concentrazioni medie giornaliere superiori alla soglia ($50 \mu\text{g}/\text{m}^3$) maggiore dei limiti consentiti (35 superamenti/anno). La centralina di riferimento per l'area portuale (SAPIR fino al 2013 e Porto San Vitale dal 2014) ha registrato lo stesso trend rilevato presso le altre centraline, con i valori della media annuale e del numero di superamenti per il 2015 maggiori dei due anni precedenti, anche se in diminuzione rispetto al triennio 2010-2012.

Con riferimento al particolato ultrafine **PM 2,5** il Gestore osserva che nel 2015 il limite relativo alla media annuale è stato rispettato in tutte le postazioni di misura della provincia, cosa che era già avvenuta nel biennio precedente e nel 2010.

Per quanto riguarda gli ossidi di zolfo **SOx**, l'intero territorio regionale è caratterizzato da concentrazioni estremamente basse o al di sotto del limite di rilevabilità strumentale. Anche in provincia di Ravenna, nel 2015, tutte le centraline di monitoraggio hanno rilevato concentrazioni di SOx inferiori ai limiti imposti dalla normativa sia in termini di concentrazione media (calcolata su tutto l'anno solare o limitatamente ai periodi invernali) sia in termini di concentrazioni giornaliere e orarie.

Analogamente agli SOx, anche le concentrazioni di monossido di carbonio **CO** sono estremamente basse in tutto il territorio regionale. In provincia di Ravenna nel 2015 le centraline hanno registrato valori di concentrazioni nettamente al di sotto (anche con valori di un ordine di grandezza inferiori) dei limiti fissati dalla normativa, confermando un trend ormai consolidato negli ultimi anni che porta ad ipotizzare il rispetto dei limiti anche nei prossimi anni.

Piano Aria Integrato Regionale (PAIR)

Con Deliberazione dell'Assemblea Legislativa Regionale n. 115 del 11/04/2017 è stato approvato il Piano Aria Integrato Regionale (di seguito PAIR).

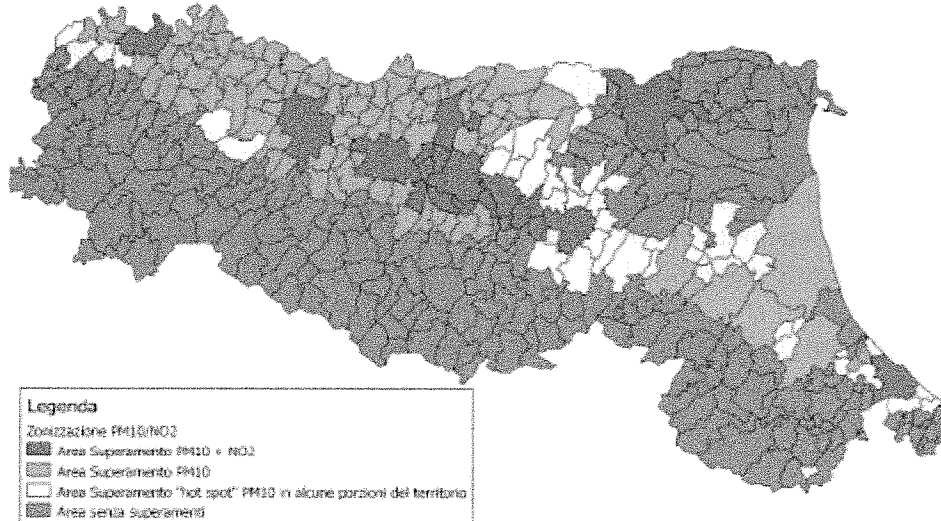
LA ricognizione riguardo lo stato di qualità dell'aria in Emilia Romagna (cfr. §5.3 del PAIR) individua in tutto il territorio regionale, criticità per la qualità dell'aria che riguardano gli inquinanti PM10, PM2.5, ozono e biossido di azoto. Il PAIR evidenzia che PM10, PM2.5 e ozono interessano pressoché l'intero territorio regionale, mentre per il biossido di azoto la problematica è più localizzata in prossimità dei grandi centri urbani.

Si riporta nella seguente figura tratta dall'Allegato 2 del PAIR, la zonizzazione del territorio regionale con l'individuazione delle aree di superamento dei valori limite per PM10e NO₂ (con riferimento all'anno 2009).



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC ALMA Petroli S.p.A. Ravenna

ALLEGATO 2 – ZONIZZAZIONE DEL TERRITORIO REGIONALE E AREE DI SUPERAMENTO DEI VALORI LIMITE PER PM10 E NO2 Allegato 2 - A – Cartografia delle aree di superamento (DAL 51/2011, DGR 362/2012) - anno di riferimento 2009



Il PAIR individua inoltre la cessazione delle problematiche relative al monossido di carbonio e al biossido di zolfo, in quanto i livelli di concentrazione in aria sono da tempo al di sotto dei valori limite. Anche alcuni degli inquinanti che in anni recenti avevano manifestato alcune criticità, come i metalli pesanti, gli idrocarburi policiclici aromatici ed il benzene sono ritenuti dal PAIR al momento sotto controllo.

Il PAIR, nel descrivere le criticità legate agli inquinanti individuati, fornisce una ripartizione delle emissioni per macrosettore, suddiviso per inquinante, come riportato nelle seguenti figure tratte dal PAIR (cfr. §6.1), individuando i principali fattori di pressione.

Macrosettore	CO	CO2	COV	N2O	NH3	NOx	PM10	SO2								
M1: Prod. energia	6003	3%	9956	25%	1534	2%	79	1%	0	0%	9482	9%	86	1%	430	2%
M2: Combustione non industriale	83256	47%	10093	26%	28309	29%	956	11%	154	0%	8729	8%	5395	40%	1194	7%
M3: Combustione nell'industria	4501	3%	6468	17%	1770	2%	391	4%		0%	12207	11%	993	7%	9773	56%
M4: Processi produttivi	8333	5%	3920	10%	7645	8%	30	0%	1106	2%	3077	3%	617	5%	4540	26%
M5: Estraz./distrib. comb.		0%		0%	5187	5%		0%		0%		0%		0%		0%
M6: Uso solventi		0%		0%	39883	40%		0%	1	0%	15	0%	4	0%	2	0%
M7: Trasporto su strada	68266	39%	12697	32%	12498	13%	356	4%	832	2%	60675	57%	4593	34%	370	2%
M8: Altre sorgenti mobili	6233	4%	934	2%	2055	2%	306	3%	2	0%	11300	11%	1524	11%	1005	6%
M9: Tratt./smaltim rifiuti	255	0%	550	1%	62	0%	156	2%	128	0%	622	1%	6	0%	183	1%
M10: Agricoltura	0	0%		0%	59	0%	6785	75%	49299	96%	637	1%	418	3%		0%
M11: Altre sorg. emi/assorb.			-5455**	-14%												
Totale NTR 2010	176846	100%	39163	100%	99002	100%	9059	100%	51522	100%	106745	100%	13637	100%	17498	100%
Totale dominio Nord Italia 2010					589131	17%			321504	16%	663679	16%	105994	13%	347573	12%

Tabella 6.1.1 - Ripartizione delle emissioni dell'Emilia-Romagna (t/anno; CO: kt/anno) per macrosettore Corinar



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC ALMA Petroli S.p.A. Ravenna

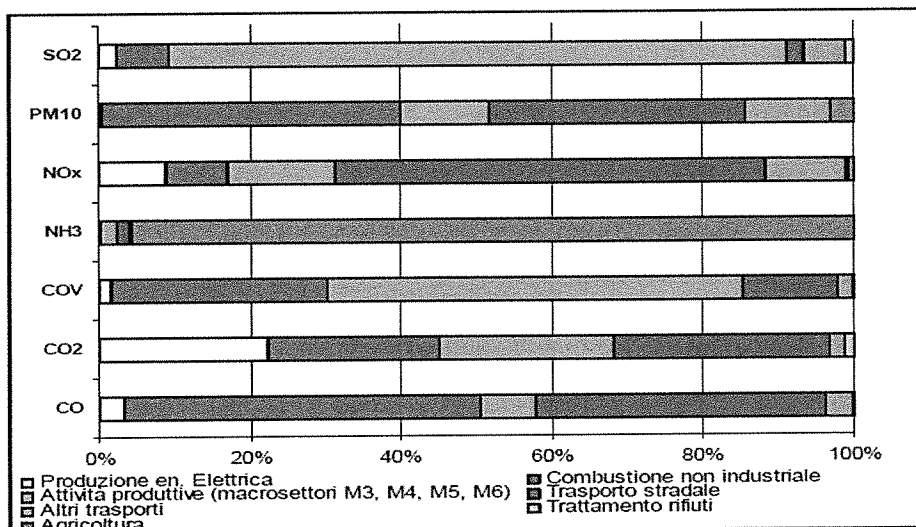


Figura 6.1.1 - Ripartizione delle emissioni per macrosettore

Al § 7 del PAIR sono riportate le valutazioni effettuate per determinare la riduzione delle emissioni dirette di PM10 e dei principali precursori (COV, NH₃, NO_x, SO₂), necessaria al rispetto del valore limite equivalente (VLE) per il PM10. Si riporta di seguito la tabella tratta dal PAIR contenente gli obiettivi del Piano

Inquinante	Emissioni (t/a)			
	Scenario di riferimento 2010	Scenario tendenziale (no piano) - 2020	Scenario obiettivo - 2020	Obiettivi di riduzione
PM10	13.637	10.324	9.531	793
NO _x	106.745	83.889	59.589	24.300
NH ₃	51.522	47.085	26.929	20.156
COV	99.000	81.895	67.257	14.638
SO ₂	17.498	18.931	17.067	1.864

Tabella 7.2.1 - Riduzione delle emissioni dell'Emilia-Romagna necessaria al rispetto del VL giornaliero per PM10 su gran parte del territorio regionale (esclusi gli hot spot)

Nel PAIR si evidenzia che gli obiettivi di riduzione riportati includono anche quote relative a sorgenti il cui controllo non rientra nelle piene competenze della Regione, quali il sistema autostradale e gli impianti di produzione di energia di rilevanza nazionale, che sono ritenuti incidere nel complesso sulle emissioni regionali per circa il 10% di PM10 ed il 25% di NO_x.

Nella seguente figura tratta dal PAIR (cfr. §7.2) si riporta il contributo percentuale dei diversi macrosettori emissivi al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni del Piano.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC ALMA Petroli S.p.A. Ravenna

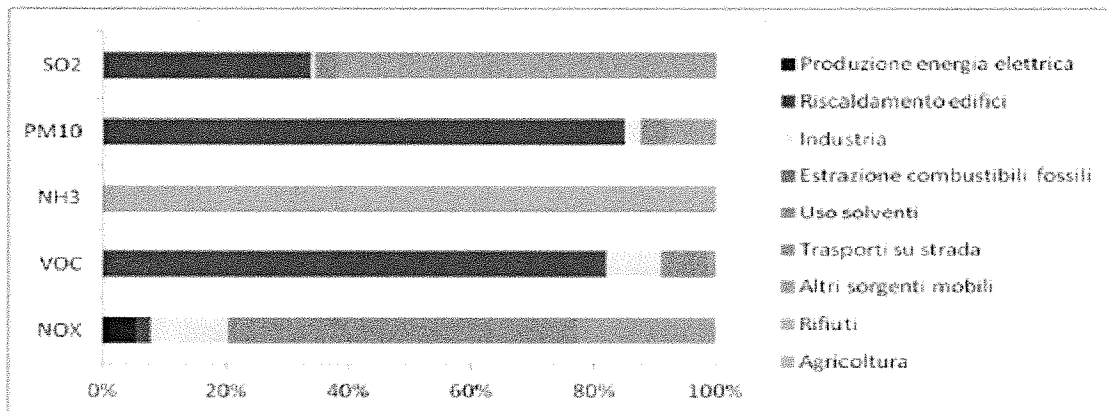


Figura 7.2.3 - Contributo percentuale dei diversi macrosettori emissivi al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni del Piano.

All'interno del § 8 del PAIR, Allo scopo di analizzare l'impatto emissivo delle città più popolate dell'Emilia-Romagna, è stato valutato il contributo al bilancio emissivo regionale dei Comuni con popolazione superiore ai 30.000 abitanti, come riportato nelle seguenti figure relative al PM10 e agli NOx.

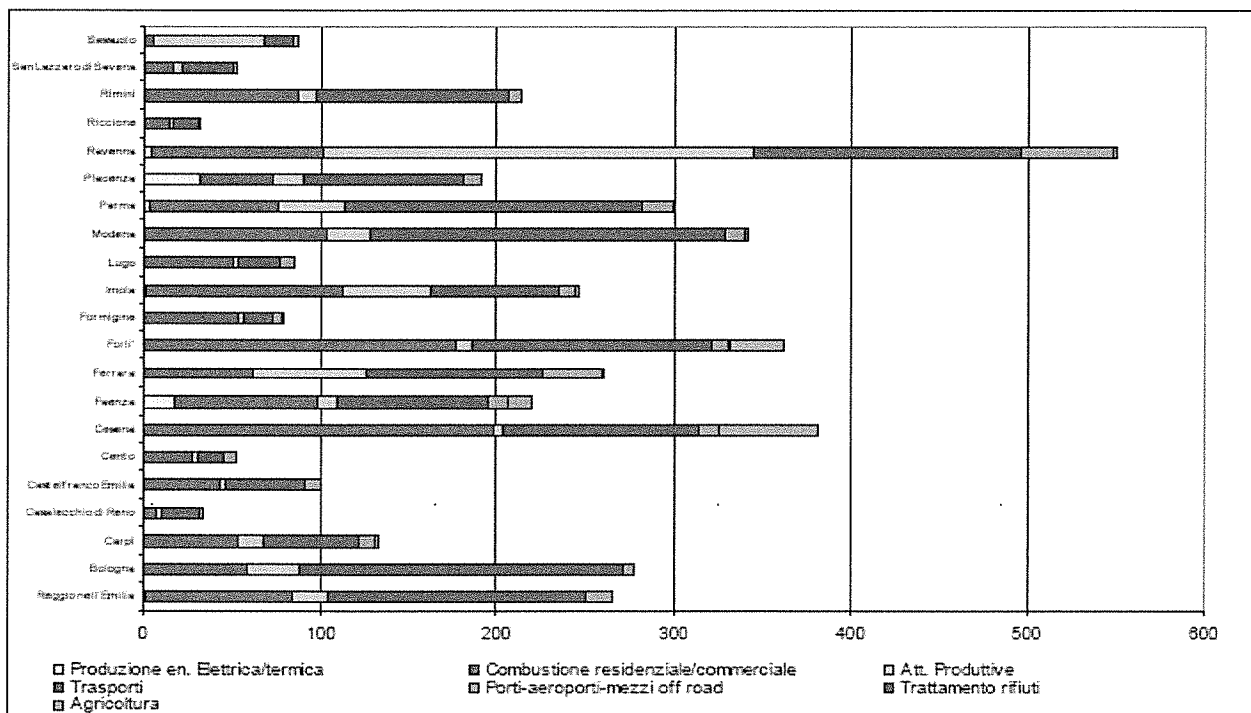


Figura 9.1.1 - Emissioni di PM10 (t/a) per macrosettor nei Comuni con popolazione > 30.000 abitanti



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC ALMA Petroli S.p.A. Ravenna

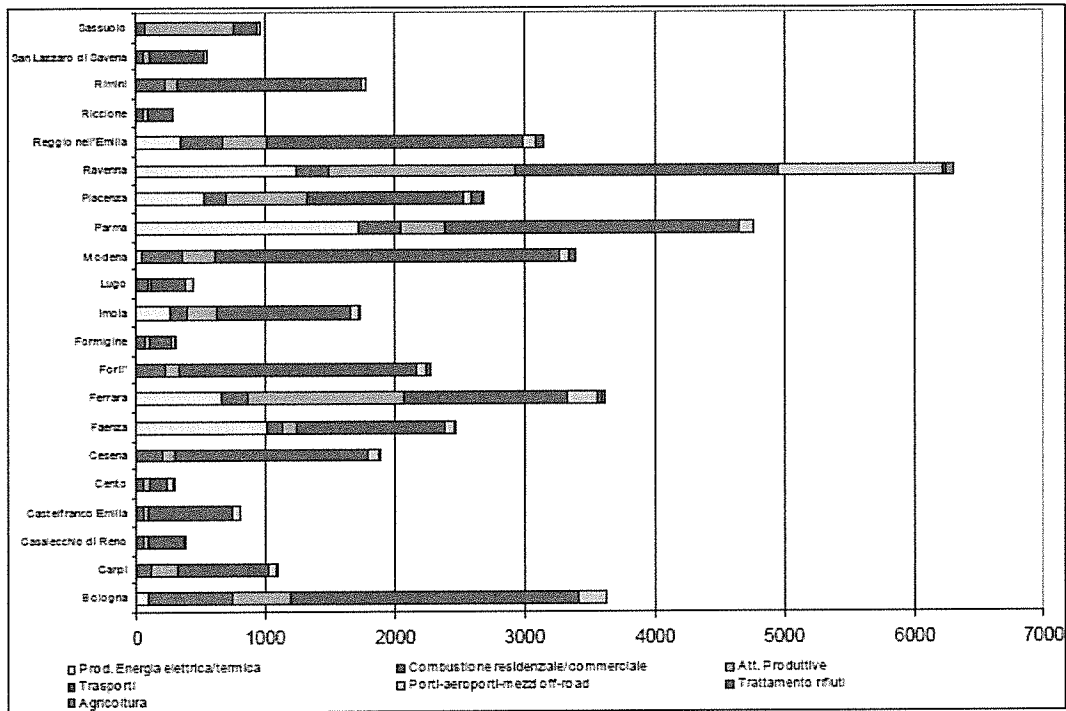


Figura 9.1.2 – Emissioni di NO_x (t/a) per macrosettore nei Comuni con popolazione > 30.000 abitanti

Per quanto riguarda il Comune di Ravenna (in cui è ubicata la Raffineria ALMA Petroli), si evidenzia una pressione sulle emissioni di PM₁₀ e NO_x derivanti dalle attività produttive e produzione di energia elettrica e termica, paragonabile in % a quella derivante dai trasporti (individuati come fonte principale sul territorio regionale).

In particolare, al § 9.4 del PAIR, viene individuata la pressione, suddivisa per tipologia di attività produttiva, sulle emissioni di inquinanti sull'interno territorio regionale, come mostrato nella seguente figura tratta dal PAIR.

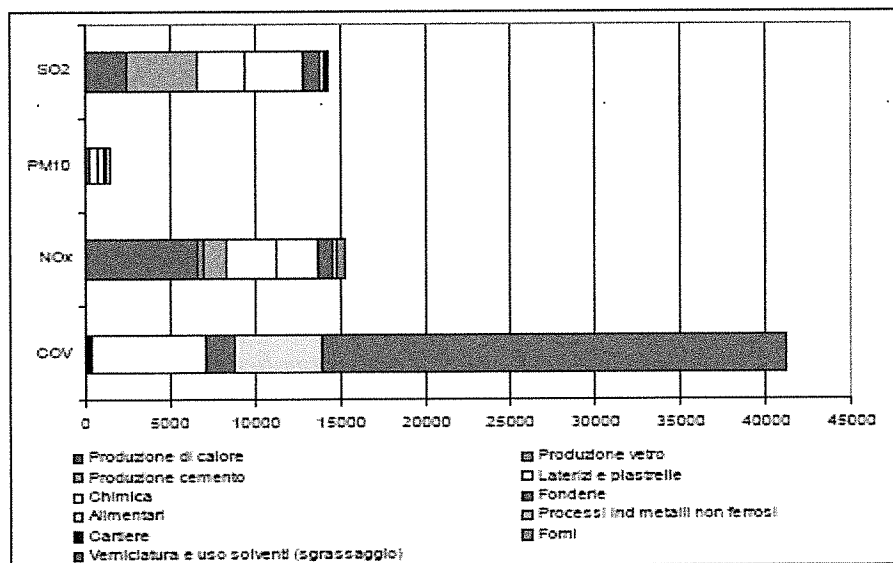


Figura 9.4.1 – Emissioni (t/anno) derivanti dai settori M3 "Combustione nell'industria", M4 "Processi produttivi" e M5 "Uso di solventi"



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Pertanto, in coerenza con quanto rilevato e descritto al §9.4.3 del PAIR e relativamente agli impianti IPPC, le Norme tecniche di attuazione del PAIR (NTA), all'art. 19², individuano le misure da attuare per gli impianti soggetti ad AIA. Si riporta di seguito quanto previsto dalle NTA.

Articolo 19

Prescrizioni e altre condizioni per le autorizzazioni

1. *L'Autorità competente si attiene, in sede di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA), alle seguenti prescrizioni:*
 - a) *fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della direttiva 2010/75/UE, con riferimento alle polveri totali e agli NOx (ossidi di azoto) in caso di nuove installazioni, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile. I limiti di applicabilità tecnica devono essere adeguatamente motivati nel provvedimento di autorizzazione;*
 - b) *nelle aree di superamento, fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della direttiva 2010/75/UE, con riferimento alle polveri totali, agli NOx (ossidi di azoto) e agli ossidi di zolfo (SO₂) in caso di nuove installazioni, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile, e di modifiche sostanziali delle installazioni esistenti che configurino incrementi di capacità produttiva superiori o pari alla soglia di assoggettabilità ad AIA, come specificato al paragrafo 9.4.3.1.b, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile e non comporti costi sproporzionati. I limiti di applicabilità tecnica devono essere adeguatamente motivati nel provvedimento di autorizzazione.*
2. *Le installazioni situate nelle aree di superamento che abbiano superato la soglia emissiva di 50 t/anno per le polveri, di 100 t/anno per NOx e di 150 t/anno per SOx, in almeno due dei 5 anni solari precedenti, e che svolgono un'attività principale per la quale siano state emanate le conclusioni sulle BAT ai sensi della Direttiva 2010/75/UE, hanno l'obbligo di conformarsi agli indirizzi elaborati dal Tavolo permanente, che sarà costituito con successiva determinazione del dirigente regionale competente per materia con gli enti interessati e le Associazioni di categoria, per un adeguamento progressivo degli impianti che tenda, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile, alle prestazioni migliori in termini di emissioni tra quelle previste nelle BAT conclusions.*
3. *Ai fini di tutela della qualità dell'aria, ai sensi all'articolo 271, comma 4 del D.Lgs. n. 152/2006, potranno essere stabiliti appositi valori limite di emissione e prescrizioni più restrittive di quelle previste dagli Allegati I, II e III e V alla parte quinta del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152. Il Piano al capitolo 9, paragrafo 9.4.3.2, prevede i criteri che saranno attuati con un successivo atto di Giunta, sentita la competente Commissione assembleare.*
4. *In caso di nuove installazioni ovvero di modifiche di installazioni esistenti, l'autorizzazione integrata ambientale (AIA) può consentire l'utilizzo dei combustibili solidi secondari (CSS), nei casi previsti nelle norme, se avviene in sostituzione di combustibili con fattori di emissione maggiori per PM10 ed NOx e/o assicurando un bilancio emissivo tale per cui la modifica in esame non provochi un aumento delle suddette emissioni. Tale disposizione non si applica agli impianti di smaltimento dei rifiuti.*
5. *Gli enti pubblici, le imprese e le associazioni di categoria possono stipulare accordi d'area e territoriali volontari per il contenimento delle emissioni nelle zone di superamento, che comprendano misure aggiuntive rispetto alle altre misure previste nel Piano. Gli accordi valutati positivamente costituiscono requisito preferenziale per la concessione di contributi e finanziamenti regionali per le imprese coinvolte che risultino rispettose dell'accordo.*

² SEZIONE III - MISURE IN MATERIA DI ATTIVITA' PRODUTTIVE



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Odori

Il Gestore dichiara che lo stabilimento in esame si inserisce all'interno di un contesto fortemente industriale rappresentato dal Porto e dal polo petrolchimico di Ravenna. Si tratta pertanto di una realtà industriale tra le più importanti in Italia, all'interno della quale sono presenti numerosi stabilimenti produttivi, alcuni dei quali, per tipologia di lavorazioni e caratteristiche delle materie prime trattate, possono determinare l'immissione di sostanze odorigene nell'atmosfera.

La vicinanza del polo petrolchimico con i centri abitati (Porto Corsini, Marina di Ravenna e Ravenna) rende il tema delle molestie olfattive particolarmente sensibile, tuttavia il Gestore dichiara che ad oggi non sono presenti reti di monitoraggio o punti di campionamento attrezzati con nasi elettronici o strumenti atti a rilevare la concentrazione di sostanze odorigene in aria. Il Gestore pertanto ritiene non possibile delineare un quadro oggettivo che descriva lo stato attuale dell'area in esame.

In ogni caso il Gestore osserva come la presenza di stabilimenti agroalimentari, di stabilimenti di trattamento reflui e rifiuti liquidi ed altre realtà industriali, possa determinare la diffusione di sostanze odorigene nell'atmosfera, tuttavia il Gestore ritiene opportuno segnalare che non sono, ad oggi, mai pervenute alla società Alma Petroli segnalazioni di disagio olfattivo imputabili all'esercizio della raffineria.

Il Gestore pertanto ipotizza che lo stato di qualità dell'aria a livello di molestie olfattive (odori), seppur potenzialmente influenzato dall'esercizio degli stabilimenti produttivi costituenti il polo industriale di Ravenna, non risulti alterato in maniera apprezzabile dalle attività condotte presso la raffineria di Alma Petroli.

Con le integrazioni acquisite al prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, allegato B.29, il Gestore ha fornito inoltre una valutazione dell'impatto delle emissioni odorigene strettamente connesse all'esercizio dell'impianto, basate su un approccio sensoriale/olfattometrico secondo i requisiti definiti nella Linea Guida prodotta dalla Regione Lombardia sull'argomento: la sintesi dello studio è riportata al paragrafo 5.14 del presente PIC.

Acqua

Nel 2010 in Emilia-Romagna ha preso avvio il primo ciclo di monitoraggio sulle nuove reti definite in applicazione della già citata Direttiva 2000/60/CE.

Data la forte innovazione di gran parte degli elementi conoscitivi introdotti, a livello regionale si è scelto di programmare entrambi i tipi di monitoraggio (operativo e di sorveglianza) su cicli triennali e su tutti gli elementi di qualità, compatibilmente con eventuali limiti di applicabilità alle singole stazioni, in modo da raccogliere un maggior numero di informazioni, utili anche per indirizzare la programmazione del triennio successivo. monitoraggio triennale è in corso di svolgimento.

Il Gestore riporta gli esiti del primo monitoraggio triennale, già concluso, ed i dati raccolti nel corso del successivo biennio, desunti dal Report di ARPA Emilia Romagna "La qualità dell'ambiente in Emilia Romagna. Annuario dei dati 2014".

Con particolare riferimento al Canale Candiano, bacino di riferimento per il sito in esame, il Gestore osserva che lo Stato Ecologico è risultato sufficiente nel corso del primo monitoraggio triennale e che tale classificazione risulta confermata anche dalle valutazioni condotte nel 2013 e nel 2014.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Relativamente alla classificazione dello stato chimico dei corsi d'acqua per il primo triennio di monitoraggio (anni 2010-2012) e per il biennio successivo nelle chiusure di bacino idrografico, distinti per Distretto di appartenenza, il Gestore rileva che la classificazione dello stato chimico del Canale Candiano è risultata buona sia nel primo monitoraggio triennale sia nelle valutazioni condotte nel biennio successivo.

Il Gestore ha ritenuto opportuno approfondire anche l'analisi sullo stato delle acque marino-costiere, in quanto il progetto in esame riguarda un'area di intervento prospiciente il Canale Candiano, il quale sfocia in mare a circa 1,5 km dal sito in esame.

Tutta la fascia costiera emiliano-romagnola ricade nella tipologia "alta stabilità". Tale tipologia è giustificata non solo dalla formazione di termoclini nel periodo primaverile/autunnale, ma anche dalla presenza di aloclini/picnoclini determinati dai cospicui apporti di acque dolci sversate in particolare dal fiume Po.

Per le acque marino costiere della regione Emilia-Romagna si individuano 2 corpi idrici. Il corpo idrico CD1 si estende da Goro (delta Po) a Ravenna con una superficie di circa 96 km² ed è influenzato dagli apporti sversati dal bacino padano e da quello del fiume Reno. Il corpo idrico CD2 si estende da Ravenna a Cattolica con una superficie pari a 202 km² e riceve il contributo dei bacini idrografici dei Fiumi Uniti/Savio e del Conca/Marecchia.

Il Gestore dichiara che il monitoraggio triennale 2010-2012 ha evidenziato, per entrambi i corpi idrici marino costieri (CD1 e CD2), uno stato ecologico "Sufficiente" e uno stato chimico "Buono".

Rumore

La raffineria Alma Petroli ricade all'interno di un radicato sistema industriale quale il porto di Ravenna ed in adiacenza al polo petrolchimico.

Sono pertanto presenti numerosi impianti industriali che operano con strumenti e macchinari a cui sono certamente imputabili emissioni acustiche. Un'ulteriore fonte di emissioni sonore è certamente da individuare nel traffico (marittimo, stradale e ferroviario) quotidianamente impiegato nell'approvvigionamento di materie prime, nella movimentazione di merci e nell'allontanamento di prodotti finiti e rifiuti in uscita dagli stabilimenti industriali.

Non essendo presente alcuna rete di monitoraggio del livello sonoro dell'area, al fine di individuare il clima acustico dell'area in cui ricade l'impianto in esame il Gestore fa riferimento alla Zonizzazione Acustica Comunale, recentemente aggiornata dal Comune di Ravenna.

In particolare la Zonizzazione acustica è stata approvata nel corso del 2015 con deliberazione del Consiglio Comunale n.54 - P.G. 78142/15 ed ha subito successivamente alcune lievi modifiche nell'ambito di una variante al RUE approvata con delibera di Consiglio Comunale n. 88 - P.G. 54946/16. Nella figura che segue si riporta un confronto tra la versione adottata nel 2015 e quella attuale, da cui emerge che, per l'area in esame, non sono state apportate modifiche di alcun tipo.

L'area interessata dallo stabilimento Alma Petroli è classificata in zona acustica VI come tutte le aree circostanti occupate da stabilimenti industriali. Risultano poi in classe IV le arterie stradali e ferroviarie di collegamento dei siti produttivi, mentre la adiacente Piallassa Baiona, essendo interessata da rarissime opere antropiche, è classificata in Classe I.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Il Gestore dichiara che, per quanto riguarda l'area strettamente locale, è in corso un monitoraggio delle emissioni sonore volto ad identificare e quantificare l'impatto acustico imputabile alla raffineria Alma Petroli. Con la nota acquisita al prot.DVA-0030929/2016 del 21/12/2016, il Gestore ha fornito la valutazione di impatto acustico contenente i risultati delle indagini e delle valutazioni effettuate, ai sensi della Legge Quadro sull'inquinamento acustico n.447/1995, in merito a:

- monitoraggio acustico periodico dello stabilimento di ALMA PETROLI S.p.A. sito presso il Comune di Ravenna (RA) in via Baiona, 195, in ottemperanza alle prescrizioni del piano di monitoraggio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- valutazione previsionale di impatto acustico inerente la futura installazione delle apparecchiature necessarie al recupero energetico (energia meccanica) dal salto di pressione all'interno della cabina di riduzione della gas naturale, con successivo utilizzo dell'energia recuperata per la compressione di aria strumenti.

Il Gestore dichiara che i rilievi effettuati all'interno del confine dell'area dello stabilimento indicano un rispetto dei limiti dettati dal DPCM 14/11/1997 anche laddove il contributo del traffico indotto dall'attività risulta più incidente, e al termine delle indagini e valutazioni, sulla base dei risultati dei rilievi condotti al confine, il Gestore ritiene che le immissioni sonore prodotte dallo stabilimento di ALMA PETROLI sono sostanzialmente a norma secondo il DPCM 14/11/1997.

<i>Sintesi delle criticità legate all'inquadramento territoriale/ambientale</i>	ARIA	Inquinanti attenzionati nel PAIR: PM10, NOx, COV e SO ₂
		Superamenti di PM10 nell'area del Comune di Ravenna Raggiungimento degli obiettivi di cui all'Art. 16 delle Norme attuative del PPQA
	ACQUA	Obiettivi PTA e PPTA per Canale Candiano: Raggiungimento dello stato di qualità "buono"

5. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

5.1 Capacità produttiva

La raffineria Alma Petroli S.p.A. è attualmente autorizzata per una **capacità di lavorazione annua di petrolio greggio e/o semilavorati massima di 550.000 tonn/anno.**

Nella seguente tabella si riportano i dati di produzione, relativi all'anno di riferimento 2015, per i prodotti di Raffineria.

Prodotto	Capacità di produzione ^(*) (Tonn)	Produzione effettiva (Tonn)	Anno di riferimento
Bitume distillato	380.000	242.577	2015
Bitume ossidato	20.000	9.083	2015
Bitume ossidato in pani	10.000	2.450	2015
Gasolio ATZ	30.000	21.228	2015
Semilavorato ATZ	95.000	74.320	2015
Virgin Nafta	15.000	2.499	2015



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

L'impianto tratta grezzi e feedstock pesanti idonei alle finalità produttive degli impianti e produce bitumi ossidati, su specifiche dei clienti, mediante due reattori di ossidazione continui e discontinui, con una capacità produttiva nominale di 40.000 ton/anno.

All'attività di raffinazione finalizzata alla produzione di bitumi, Alma Petroli associa anche altre attività collaterali e la vendita di oli combustibili e gasoli destinati al rifornimento delle navi (bunkeraggi).

I prodotti in uscita dalla raffineria Alma Petroli sono essenzialmente i seguenti:

- **Bitume e bitume ossidato:** viene impiegato prevalentemente per la pavimentazione stradale, per produrre guaine, protettivi e sigillanti. Viene manipolato e stoccato fuso a temperature intorno ai 150°C (240°C per l'ossidato). E' insolubile in acqua e non è apprezzabilmente biodegradabile.
- **Olio combustibile:** utilizzabile per bunkeraggi marittimi. Viene stoccato e manipolato a 50°C ed è classificato H350 (possibile cancerogeno).
- **Gasolio e gasolio flussante:** utilizzabile per bunker o per il flussaggio dei pozzi di estrazione del petrolio greggio. Viene stoccato e manipolato a temperatura ambiente ed è comunque un prodotto combustibile.
- **Semilavorati o residui A.T.Z.:** vengono destinati ad altre raffinerie dove subiscono rilavorazione.

5.2 Ciclo produttivo

Le attività svolte all'interno dell'impianto sono state suddivise dal Gestore in fasi rilevanti e non rilevanti. Nella seguente tabella si riportano le fasi individuate dal Gestore, con riferimento agli schemi a blocchi presentati nell'Allegato A.24 della domanda di Riesame dell'AIA.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Rif.	Fase	Unità			Rilevante
		Nome/Sigla	Nuova (N) /	Esistente (E) Specificare anno di avvio e/o di ultimo <i>revamping</i>	
1.1	Ricezione e stoccaggio materie prime	Serbatoi		E - 2015	SI
1.2	Ricezione e stoccaggio di sostanze ausiliarie				SI
1.3	Distillazione	Colonna C01		E - 2008	SI
		Colonna C101		E - 1980	
		Impianto lavaggio sfiati U300		E - 2009	
		Impianto lavaggio virgin nafta U400		E - 2015	
1.4	Ossidazione di bitume	Reattore R1		E - 2014	SI
		Reattore R3		E - 1998	
1.5	Confezionamento di bitume ossidato in pani				SI
1.6	Miscelazione	Serbatoi		E - 2015	SI
1.7	Stoccaggio e spedizione di prodotti petroliferi confezionati				SI
1.8	Stoccaggio e spedizione di prodotti petroliferi sfusi	Serbatoi		E - 2015	SI
2.1	Centrale termica	Imp. Addolcimento		E - 2010	SI
		Imp. Osmosi inversa		E - 2010	
		Degasatori		E - 2012	
		Evaporatori		E - 1987	
3.1	Trattamento acque reflue	Filtri a sabbia		E - 2015	SI
		Filtri a carboni		E - 2015	
3.2	Trattamento fanghi				NO
4	Servizi				SI
5	Impianto di cogenerazione	Cogeneratore		E - 2010	SI

Pertanto, in riferimento agli schemi a blocchi presentati nell'Allegato A.24 della domanda di Riesame dell'AIA, il Gestore ha riassunto le attività dell'installazione IPPC oggetto del presente Riesame.



**Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna**

Attività IPPC Principale				
Attività	Sigla	Codice IPPC	Riferimento rispetto a schemi a blocchi	Dati dimensionali (Capacità/Potenzialità)
Raffineria di petrolio	RAFF	1.2	1.1 – 1.2 – 1.3 – 1.4 1.5 – 1.6 – 1.7 – 1.8	capacità di lavorazione massima: 550.000 t/a

Attività accessorie non IPPC tecnicamente connesse			
Attività	Sigla	Riferimento rispetto a schemi a blocchi	Dati dimensionali (Capacità/Potenzialità)
Centrale termica	CTM	2	15.000.000 Kcal + 8.000.000 Kcal
Trattamento acque reflue	TAR	3	7 m ³ /h
Impianto di cogenerazione	COGE	5	3 MWt – 0.996 MWe

Di seguito vengono individuate le attività che compongono il sito in esame con riferimento all'Allegato XII alla parte seconda del D.Lgs 152/2006.

ATTIVITÀ RILEVANTI

- A1 – RAFFINERIA Codice IPPC: 1.2 – Raffinerie di Petrolio e di Gas. Capacità = 550.000 t/anno

ATTIVITÀ TECNICAMENTE CONNESSE

- A2 – CENTRALE TERMICA
- A3 – TRATTAMENTO ACQUE REFLUE E FANGHI
- A4 – UTILITIES/FACILITIES
- A5 – IMPIANTO DI COGENERAZIONE

All'interno dell'Allegato A.25 il Gestore ha fornito lo schema a blocchi generale del complesso produttivo.

ATTIVITÀ A1 - RAFFINERIA

L'attività di raffineria è attualmente composta da 8 unità/fasi di produzione (cfr. Schemi a Blocchi – Allegato A.25):

- Ricezione e stoccaggio materie prime (fase/reparto 1.1)
- Ricezione e stoccaggio sostanze ausiliarie (fase/reparto 1.2)
- Distillazione petrolio greggio (fase/reparto 1.3)
- Ossidazione bitume (fase/reparto 1.4)
- Confezionamento bitume ossidato in pani (fase/reparto 1.5)
- Miscelazione materie prime/semilavorati (fase/reparto 1.6)
- Stoccaggio e spedizione prodotti petroliferi confezionati (fase/reparto 1.7)
- Stoccaggio e spedizione prodotti petroliferi sfusi (fase/reparto 1.8)



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Ricezione e stoccaggio materie prime (fase/reparto 1.1)

In questa fase sono compresi sia la ricezione (scarico) da autobotte o nave cisterna delle materie prime in ingresso, sia il trasferimento di queste ai serbatoi di stoccaggio, dai quali vengono poi convogliate alle specifiche fasi di lavorazione.

In particolare vengono destinati alla fase di distillazione (fase/reparto 1.3) i Greggi, gli Oli Combustibili e l'olio flussante, alla fase di miscelazione (fase/reparto 1.6) la Virgin Nafta, il Bitume e i Semilavorati medi e pesanti, alla fase di stoccaggio e spedizione prodotti petroliferi sfusi (fase/reparto 1.8) l'Olio Combustibile pesante.

Inoltre vengono destinati, alla fase di sedimentazione e disoleazione meccanica (fase/reparto 3.1) le acque di drenaggio provenienti dai serbatoi, alla fase di riscaldamento dell'Olio Diatermico (fase/reparto 2.1) il vapore condensato e l'Olio Diatermico freddo, risultanti dal raffreddamento del vapore, e dell'Olio Diatermico caldo provenienti dalla medesima fase/reparto e al reparto dell'impianto di cogenerazione (fase/reparto 5) le acque fredde provenienti dallo stoccaggio delle materie prime utilizzate per mantenere il prodotto riscaldato.

I serbatoi dello stabilimento in esame vengono utilizzati alternativamente per lo stoccaggio delle materie prime in ingresso o per lo stoccaggio dei prodotti in uscita a seconda delle esigenze interne ad Alma Petroli S.p.A., delle richieste di mercato e delle necessita logistiche.

Nel 2015 sono state movimentate circa 331.000 ton di materie in ingresso, sono state distillate circa 310.000 ton di petrolio grezzo e semilavorati pesanti, sono state prodotte circa 254.000 ton di bitumi per la vendita e circa 21.000 ton di gasolio flussante per l'estrazione del grezzo.

Si riporta di seguito una tabella riepilogativa delle caratteristiche dei serbatoi utilizzati per lo stoccaggio di materie prime e semilavorati. Data la variabilità nelle destinazioni di taluni serbatoi, la tabella seguente è stata predisposta dal Gestore quale riferimento indicativo sulla base delle destinazioni relative al 2015.

N. SERBATOIO	VOLUME (m ³)	SOSTANZA	TETTO	NOTE
1	3.000	Semilavorato	Fisso	S
2	7.000	Semilavorato ATZ	Fisso	PF
3	9.000	Bitume	Fisso	B
4	14.400	Greggio/semilavorato pesante	Galleggiante	MP
5	16.000	Greggio/semilavorato pesante	Galleggiante	MP
6	16.000	Greggio/semilavorato pesante	Galleggiante	MP
7	3.000	Gasolio ATZ	Fisso	PF
8	17.400	Greggio/semilavorato pesante	Fisso	MP
9	17.400	Greggio/semilavorato pesante	Fisso	MP
12	150	Semilavorato	Fisso	S
13	150	Semilavorato	Fisso	S
15	150	Semilavorato Pesante	Fisso	S
16	150	Semilavorato Pesante	Fisso	S
21	250	Virgin Nafta	Fisso	S
22	250	Virgin Nafta	Galleggiante	S
23	1.000	Semilavorato ATZ	Fisso	S
24	1.000	Semilavorato	Fisso	S



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

N. SERBATOIO	VOLUME (m ³)	SOSTANZA	TETTO	NOTE
25	1.000	Greggio/semilavorato	Fisso	MP
26	1.000	Greggio/semilavorato	Fisso	MP
27	780	Bitume	Fisso	B
28	780	Bitume	Fisso	B
29	780	Bitume	Fisso	B
30	780	Bitume	Fisso	B
31	780	Bitume	Fisso	B
32	780	Bitume	Fisso	B
34	120	Bitume	Fisso	B
37	120	Bitume	Fisso	B
38	120	Bitume	Fisso	B
39	400	Bitume	Fisso	B
40	800	Bitume	Fisso	B
41	800	Bitume	Fisso	B
42	750	Bitume	Fisso	B
43	1.400	Bitume	Fisso	B
44	1.000	Semilavorato ATZ	Fisso	PF
45	1.000	Semilavorato ATZ	Fisso	PF
46	1.000	Semilavorato ATZ	Fisso	PF
50	57	Bitume	Fisso	B
52	150	Bitume	Fisso	B
54	3000	Bitume	Fisso	B
55	3000	Bitume	Fisso	B
56	2000	Bitume	Fisso	B
57	2000	Bitume	Fisso	B
58	500	Bitume	Fisso	B
59	500	Bitume	Fisso	B
69	100	Slop	Fisso	S
70	100	Slop	Fisso	S
102	150	Acqua Processo	Fisso	S
103	150	Slop	Fisso	S
104	150	Soda caustica	Fisso	SA
105	150	Soda esausta da assorbimento gas	Fisso	R
106	90	50% Soda esausta da assorbimento gas + 50% soda caustica	Fisso	R/SA
107	500	Virgin Nafta	Galleggiante	PF
108	500	Virgin Nafta	Galleggiante	PF
109	500	Virgin Nafta	Galleggiante	PF
110	1.510	Virgin Nafta	Galleggiante	PF
111	1.510	Virgin Nafta	Galleggiante	PF

Legenda:

PF = Per lo stoccaggio di prodotto finito

R = Per lo stoccaggio di rifiuto (soda esausta da assorbimento gas CER 060602*)

B = Per lo stoccaggio di bitume

MP = Per lo stoccaggio di Materia Prima

S = Per lo stoccaggio di Semilavorato

SA = Per lo stoccaggio di Sostanze Ausiliarie



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Le emissioni convogliate della fase di ricezione e stoccaggio materie prime vengono inviate all'impianto di abbattimento dei vapori da serbatoi denominato VEPAL (punto di emissione E15).

Ricezione e stoccaggio sostanze ausiliarie (fase/reparto 1.2)

In questa fase sono compresi sia la ricezione delle sostanze ausiliarie che il trasferimento di queste ai serbatoi o fusti dai quali vengono poi convogliate alle specifiche fasi di lavorazione. In particolare vengono destinati alla fase di distillazione (fase/reparto 1.3) la Soda Caustica e un disperdente antifouling (Customflo 8C46), alla fase di ossidazione (fase/reparto 1.4) la Soda Caustica, alla fase di confezionamento (fase/reparto 1.5) il detergente multiuso Finadet Concentrate, alla fase di miscelazione (fase/reparto 1.6) il separatore di emulsioni Embreak 2W658.

Vengono inoltre destinati alla fase di produzione di energia termica (fase/reparto 2.1) l'Optiguard MCA 5950 (soluzione alcalina), lo H Steamate NA2040E (ammina neutralizzante), il Continuum AT3226 (inibitore di corrosione) e lo Spectrus NX 1102 (biocidi); alla fase di recupero e trattamento acque reflue (fase/reparto 3.1) viene inviato il Carbone Attivo, alla fase di trattamento fanghi (fase/reparto 3.2) il polielettrolita e al cogeneratore (fase/reparto 5.1) l'olio lubrificante.

Vengono inoltre destinati ai servizi ed alle Utilities (fase/reparto 4) i reagenti di laboratorio.

Distillazione petrolio greggio (fase/reparto 1.3)

L'**unità di distillazione grezzi** è un impianto di raffinazione composto da due sezioni:

- a) una sezione di distillazione atmosferica composta da una colonna principale ed una colonna di strippaggio di gasolio. In questa sezione vengono immesse materie prime (da fase/reparto 1.1), sostanze ausiliarie (da fase/reparto 1.2) e oli di condensa (da fase/reparto 1.4) pre-riscaldati in scambiatori di calore, e vengono separati come leggeri una corrente di virgin nafta ed una corrente di gasolio leggero. Inoltre i prodotti in uscita dalla colonna di distillazione atmosferica vengono ulteriormente riscaldati da un forno di processo alimentabile a metano o a virgin nafta (provenienti dalla fase/reparto 1.1) ed inviati alla sezione di distillazione sottovuoto;
- b) una sezione di distillazione sottovuoto composta da una colonna di distillazione unica. In questa colonna vengono separati come distillati i gasoli e gli oli pesanti per ulteriori lavorazioni mentre i pesanti, che escono di fondo ad una temperatura di 330-350°C, vengono fatti passare attraverso un treno di scambiatori nei quali avviene lo scambio termico. In particolare il Gasolio vacuum e il distillato dalla 1° presa laterale C101 vengono inviati allo stoccaggio del gasolio per miscelazione prima di essere destinati alle specifiche fasi di stoccaggio e spedizione di prodotti petroliferi sfusi (fase/reparto 1.8) e di miscelazione (fase/reparto 1.6); i distillati da 2°, 3° e 4° presa laterale C101 vengono inviati direttamente alla fase di miscelazione (fase/reparto 1.6). Per i distillati provenienti da 2° e 3° presa laterale C101 e inoltre possibile l'invio diretto alla sezione di stoccaggio e spedizione dei prodotti petroliferi sfusi (fase/reparto 1.8).

Il prodotto di fondo, cioè il bitume distillato, viene trasferito in appositi serbatoi di stoccaggio e mantenuto ad una temperatura di 150-200°C. I prodotti finiti provenienti da questo impianto possono essere inviati alla sezione di stoccaggio e spedizione di prodotti petroliferi sfusi (fase/reparto 1.8) per essere venduti tal quali (bitume stradale) oppure possono essere inviati alla fase di ossidazione (fase/reparto 1.4) o alla fase di miscelazione (fase/reparto 1.6) per subire ulteriori lavorazioni.

Tutti i prodotti ottenuti in reparto sono provvisoriamente trasferiti in serbatoi giornalieri di reparto dove il prodotto è sottoposto a tutti i controlli del caso, prima di essere inviato nei serbatoi di stoccaggio in cui il prodotto lavorato attende di essere commercializzato.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

E' inoltre presente un sistema di lavaggio della corrente di off-gas da avviare a combustione (installato in accordo ad una delle prescrizioni del decreto di AIA 2011). Nell'ambito dei normali cicli di lavorazione che vengono effettuati nell'unita di distillazione si ha infatti la produzione di una corrente gassosa contenente H₂S (detta off-gas), proveniente dai sistemi di condensazione di testa delle due colonne di preflash e distillazione sotto vuoto. Tale sistema di lavaggio degli sfiati ha lo scopo di eliminare l'idrogeno solforato dalla corrente gassosa, tramite un lavaggio con soda (NaOH).

Nel corso del 2015 Alma Petroli si è dotata di un impianto di lavaggio caustico della virgin nafta nel quale l'idrogeno solforato viene estratto dalla virgin nafta stessa mediante reazione di neutralizzazione con soda. L'impianto di lavaggio virgin nafta è composto da due sistemi di lavaggio in serie:

- ✓ nel primo sistema la virgin nafta viene lavata con una soluzione di soda caustica (che neutralizza l'acido solfidrico);
- ✓ nel secondo sistema la virgin nafta viene lavata con acqua (che elimina eventuali tracce di soluzione sodica dalla virgin nafta proveniente dal primo lavaggio).

Ogni sistema di lavaggio è composto da una pompa di ricircolo della soluzione di lavaggio, da un miscelatore statico Virgin Nafta/Soluzione di lavaggio e da un recipiente di separazione Virgin Nafta/Soluzione di lavaggio.

La virgin nafta in ingresso al primo sistema di lavaggio incontra la soluzione di soda che viene prelevata dal fondo del recipiente di separazione dalla pompa di circolazione e rilanciata all'apposito miscelatore statico dove interagisce con la virgin nafta. La corrente miscelata viene inviata al recipiente di separazione dove la soluzione di lavaggio, che ha una densità superiore, si stratifica nella parte bassa mentre la virgin nafta, che ha densità inferiore, si stratifica nella parte alta del recipiente. La Virgin nafta trattata, prelevata dalla parte superiore del recipiente di separazione, prosegue allo stadio successivo o (nel caso esca dal secondo stadio) a stoccaggio nei serbatoi S21, S22, S107, S108, S109, S110, S111. La Soluzione sodica prelevata dalla parte inferiore del recipiente viene utilizzata in continuo come fluido di lavaggio.

Nel normale funzionamento le soluzioni di lavaggio si esauriscono progressivamente e vengono rimborsate, in funzione dell'analisi del titolo di soda, con soluzioni "fresche". Le soluzioni esauste prodotte durante il ricambio vengono isolate temporaneamente in un polmone di accumulo comune all'impianto di trattamento sfiati (B211) e da qui trasferite al S105 (serbatoio da 150 Mc circa) o, in alternativa, al S106E (serbatoio da 50 Mc) da cui vengono conferite come rifiuto. La soda caustica utilizzata come reagente per l'esercizio dei due impianti (abbattimento sfiati e lavaggio virgin nafta) proviene dal serbatoio S104 (serbatoio da 150 Mc circa) o, in alternativa, dal S106SF (serbatoio da 50 Mc).

Il calore usato per riscaldare i prodotti nelle varie fasi di trattamento viene ottenuto tramite condensazione di vapore e raffreddamento di Olio Diatermico caldo provenienti dalla fase/reparto 2.1 e dalla fase/reparto 5 (solo vapore), alla quale vengono rinviati una volta effettuato lo scambio termico.

Le acque di processo provenienti dalle sezioni di distillazione a pressione atmosferica e di distillazione sottovuoto vengono trasferite in continuo al serbatoio appositamente adibito (S102 da circa 150 mc) e successivamente inviate al depuratore esterno SAI come acque di tipologia 1.

Le emissioni convogliate risultanti da questa/fase reparto sono destinate ai forni degli impianti di distillazione e sono inviate ai punti di emissione E04 (F102) e E05 (F102A), che funzionano in alternativa l'uno all'altro.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Alma Petroli, come prescritto nel decreto di AIA, si è inoltre dotata di un sistema di torcia per il convogliamento ed il trattamento per combustione degli sfiati provenienti da:

- ✓ Valvole di sicurezza dell'impianto distillazione;
- ✓ Sfiato incondensabili da impianto distillazione in caso di blocco del forno di processo e nei transitori di impianto;
- ✓ Bonifiche su linee/apparecchiature/macchine contaminate da prodotti leggeri.

L'impianto è dimensionato per poter trattare una portata massima di emergenza di 40.556 kg/h di gas (pari alla massima portata dei gas provenienti dalle PSV di impianto in caso di incendio esteso). In ogni caso la configurazione del sistema permette di trattare tutte le portate intermedie dalla portata minima di gas continuo di purga di 2,3 Nm³/h (1,6 kg/h) fino alla portata massima dichiarata.

Il sistema di torcia nel suo complesso è composto da.

- ✓ Collettori drenanti di raccolta che dall'impianto trasportano i fluidi alla torcia (detti collettori di blow-down)
- ✓ Sistemi di iniezione continua di metano e discontinua di metano/vapore per il mantenimento in atmosfera sicura dei collettori stessi
- ✓ Serbatoio separatore verticale B-901 (detto anche Knock-Out Drum) che è integrato nella struttura della torcia e consente di separare dalla corrente gas i liquidi ed eventuali particelle liquide fino ad un diametro di 600 microns.
- ✓ Guardia idraulica B-902 (anch'essa integrata alla struttura della torcia) che ha funzione di sicurezza contro il ritorno di fiamma nel sistema. Contribuisce insieme con il gas di purga al mantenimento di una certa contropressione positiva nella linea di blow-down impedendo così eventuali infiltrazioni d'aria sui collettori.
- ✓ Tubazione verticale autoportante che porta i gas fino all'altezza di 54,5 m;
- ✓ Terminale di torcia che alloggia la tenuta venturi, il bruciatore principale, i bruciatori pilota, i sistemi di spray dell'acqua utilizzata come dispositivo "antifumo".

Sono inoltre stati installati un misuratore di portata dei gas inviati a torcia FT 917 (del tipo a ultrasuoni) e un Analizzatore dei gas inviati alla torcia AT913 (del tipo a Gas Cromatografia) che si attivano automaticamente ad ogni evento e quantificano, analizzano e registrano la composizione dei gas emessi.

La torcia è munita di apposite luci di segnalazione poste sulla cima e a metà della sua elevazione il cui funzionamento deve essere garantito in tutte le condizioni.

Ossidazione bitume (fase/reparto 1.4)

L'ossidazione dei bitumi è un processo che apporta al bitume una minore sensibilità alla temperatura ed una maggiore stabilità meccanica a temperatura ambiente.

Il bitume distillato autoprodotta (da fase/reparto 1.3), oppure proveniente da altre raffinerie (da fase/reparto 1.1), opportunamente addizionato con oli pesanti viene immesso in un reattore cilindrico verticale (torre) e riscaldato fino ad una temperatura di 210°C, al raggiungimento della quale si procede all'immissione continua di aria compressa.

Durante tutta la reazione di ossidazione (2-4 ore) che avviene nei due reattori di ossidazione, ubicate nella stessa area nella quale si trova l'intero impianto di distillazione, la temperatura viene controllata a 240°C e si ha l'ingresso di aria; i fumi risultanti contenenti acqua ed idrocarburi pesanti vengono condensati. La parte condensata viene separata, tramite decantazione, dall'acqua (che viene raccolta e smaltita come rifiuto) e trattata ed alimentata nuovamente all'impianto distillazione, mentre la parte incondensabile viene inviata direttamente alle caldaie e valorizzata come combustibile in centrale termica (fase/reparto 2.1).



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Il prodotto viene consegnato sfuso in autobotti (fase/reparto 1.8) oppure confezionato in pani (fase/reparto 1.5).

Il calore usato per riscaldare i prodotti nelle varie fasi di trattamento viene ottenuto tramite condensazione di vapore e raffreddamento di Olio Diatermico caldo provenienti dalla fase/reparto 2, alla quale vengono rinviati una volta effettuato lo scambio termico.

Nell'anno 2015 sono state prodotte in totale 11.532 ton di bitume ossidato.

Le emissioni convogliate risultanti da questa fase/reparto provengono dalle caldaie della centrale termica (ATTIVITA' A2), descritte successivamente al paragrafo dedicato.

Confezionamento bitume ossidato in pani (fase/reparto 1.5)

Il carattere solido a temperatura ambiente del bitume ossidato consente di confezionarlo in parallelepipedi dal peso di 29 kg pallettizzabili. La macchina per il confezionamento consta di 4 sezioni:

- a) riempimento di stampi (contenitori) con bitume caldo in fase liquida proveniente dall'ossidazione (fase/reparto 1.4). Il riempimento viene fatto mediante una bilancia a predeterminazione ed un sistema automatico di apertura-chiusura dell'erogazione che riempie 4 contenitori alla volta;
- b) raffreddamento in bagno d'acqua dei contenitori e solidificazione del bitume. I contenitori, posizionati in catena lineare al termine del riempimento, vengono immersi in una vasca piena d'acqua dove permangono almeno 24 ore prima di essere estratti;
- c) estrazione e imballo dei pani. Al termine del raffreddamento la catena porta i pani nella zona di estrazione dove un sistema automatico apre lo stampo, estrae i pani di bitume e li rivestite uno per uno con un film di polietilene termoretraibile. Successivamente gli stampi vuoti vengono riposizionati nella zona di riempimento. Gli eventuali sfridi di bitume vengono fusi e rinviati in testa alla sezione di riempimento degli stampi;
- d) preparazione dei bancali. I pani di bitume vengono trasportati, pallettizzati automaticamente ed il pallet avvolto viene rivestito con un film di polietilene estensibile. Il prodotto finito in questo caso viene direttamente inviato alla sezione di stoccaggio e spedizione di prodotti petroliferi confezionati (fase/reparto 1.7) senza subire ulteriori lavorazioni.

Nell'anno 2015 sono state confezionate 2.450 ton di bitume ossidato in pani.

Miscelazione materie prime/semilavorati (fase/reparto 1.6)

La miscelazione di semilavorati provenienti dalla lavorazione del petrolio di altre raffinerie e di distillati o semilavorati derivanti dalla lavorazione in situ del grezzo (fase/reparto 1.1, fase/reparto 1.2, fase/reparto 1.3) porta alla produzione diversificata di:

- semilavorato leggero per la vendita (Virgin nafta, utilizzabile, dopo la fase di lavaggio caustico, ed esclusivamente nei casi di emergenza per disservizi della rete metano, anche come combustibile interno per alimentazione dei forni di processo e delle caldaie della fase/reparto 2.1);
- combustibili ATZ per la vendita (Marine Diesel, Olio Combustibile (fluido e denso));
- altro (gasolio flussante per alimentazione pozzi di estrazione dell'Adriatico, semilavorati destinati alla rilavorazione presso altre raffinerie).



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

In alcuni casi viene effettuata anche la produzione di bitumi stradali per miscelazione di più tipi di bitume.

La miscelazione di prodotti viene effettuata in serbatoi dotati di agitatore o possibilità di ricircolo del prodotto attraverso una pompa esterna di circolazione. Il calore usato per riscaldare i prodotti nella fase di stoccaggio (negli stessi silos dove viene fatta la miscelazione) viene ottenuto tramite condensazione di vapore e raffreddamento di Olio Diatermico caldo provenienti dalle fase/reparto 2 e tramite acqua calda proveniente dalla fase/reparto 5, alle quali vengono rinviati una volta effettuato lo scambio termico. La miscelazione nel caso di prodotti petroliferi è una operazione che non produce nè richiede scambio di calore.

All'interno dell'attività di blending sono incluse tutte le attività di ricevimento di materie prime e di carico dei prodotti finiti sia tramite autobotte sia tramite imbarcazioni attraccate in banchina dalla fase/reparto 1.8.

Stoccaggio e spedizione prodotti petroliferi confezionati (fase/reparto 1.7)

Il bitume ossidato confezionato in pani proveniente dalla fase/reparto 1.5 viene spedito dopo essere stato stoccato in bancali e caricato su automezzi.

Stoccaggio e spedizione prodotti petroliferi sfusi (fase/reparto 1.8)

Il bitume e l'olio combustibile pesante provenienti dalla fase/reparto 1.1, il bitume proveniente dalla fase/reparto 1.3, il bitume ossidato proveniente dalla fase/reparto 1.4 e i prodotti derivanti dalla fase/reparto 1.6 vengono stoccati in appropriati serbatoi riscaldati prima di essere trasferiti ai punti di carico su ATB o NC (ed in futuro tramite trasporto ferroviario vedi cap. 1.2.3). Sia la fase di stoccaggio che quelle di trasferimento e carico avvengono con scambio di calore da parte di olio diatermico caldo proveniente dalla fase/reparto 2, alla quale viene rinviato una volta effettuato lo scambio termico.

Le acque di drenaggio provenienti dai serbatoi di stoccaggio vengono inviate alla fase di recupero acque reflue (fase/reparto 3.1).

Le emissioni convogliate risultanti da questa/fase reparto vengono destinate all'impianto di abbattimento dei vapori da serbatoi denominato VEPAL (punto di emissione E15).

ATTIVITÀ A2 - CENTRALE TERMICA ED ELETTRICA

Produzione di energia termica (fase/reparto 2.1)

- Caldaia (riscaldamento olio diatermico) (fase/reparto 2.1.1); per poter mantenere le temperature dei serbatoi del bitume al di sopra dei 150°C è necessario utilizzare Olio Diatermico ad alta temperatura (270°C massima): a questo scopo, e per poter produrre vapore, sono stati installati due gruppi termici BONO (di cui uno di scorta) alimentabili con metano o fuel gas, della potenzialità rispettivamente di 17.445 MW (15.000.000 kcal/h) e 14.538 MW (12.500.000 kcal/h) . In ingresso alle caldaie vengono anche inviati i anche fumi derivanti dalla fase di ossidazione (fase/reparto 1.4) e varie sostanze ausiliarie (da fase/reparto 1.2).

La seconda caldaia BONO (da 14,538 MW), ed il relativo camino E19, sostituisce la preesistente caldaia Therma (da 9,304 MW) con il relativo camino E01 (vedi procedimento di modifica ID 42/914): nelle more dell'installazione ed avvio della nuova caldaia, la preesistente caldaia Therma viene mantenuta di scorta.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

L'olio diatermico caldo in uscita dalle caldaie viene utilizzato in scambiatori di calore nelle fasi/reparto 1.1, 1.3, 1.4, 1.6, 1.8, 2.1.5 prima di essere rinviato in testa alle caldaie per essere nuovamente riscaldato.

- Addolcimento acqua di reintegro (fase/reparto 2.1.2); l'acqua di reintegro proveniente dall'acquedotto industriale Hera viene addolcita con sale industriale (da fase/reparto 1.2), previo passaggio attraverso un filtro a sabbia, prima di essere inviata all'impianto di osmosi inversa (fase/reparto 2.1.3).
- Impianto di osmosi inversa (fase/reparto 2.1.3); l'acqua addolcita (fase/reparto 2.1.2) viene filtrata da un sistema ad osmosi inversa previo passaggio attraverso un filtro a carboni attivi, il cui scopo è di abbattere il cloro attivo residuo; l'acqua che risulta dall'impianto di osmosi ha un residuo salino inferiore al 3% e viene inviata al degasatore (fase/reparto 2.1.4).
- Degasatore (fase/reparto 2.1.4); le condense provenienti dalle fasi/reparto 1.1, 1.3, 1.4, 1.6, 1.8 e l'acqua di reintegro addolcita e filtrata (da fase/reparto 2.1.3) vengono inviate al degasatore per ottenere acqua destinata agli evaporatori (fase/reparto 2.1.5) e all'impianto di cogenerazione (fase/reparto 5) per la produzione di vapore.
- Evaporatori (produzione di vapore) (fase/reparto 2.1.5); per la produzione di vapore sono presenti due evaporatori (di cui uno di scorta) che, mediante lo scambio termico fra Olio Diatermico caldo (da fase/reparto 2.1.1) e acqua addolcita e filtrata (da fase/reparto 2.1.4), producono vapore a 8 bar di pressione, necessario agli utilizzi di raffineria.

La presenza del cogeneratore (fase/reparto 5) permette inoltre il preriscaldamento della corrente di acqua proveniente da Hera e utilizzata nell'impianto di osmosi tramite lo scambiatore del secondo stadio intercooler del cogeneratore; tale soluzione tecnica permette di innalzare la temperatura di tale corrente di acqua da 20°C a circa 30-35°C, permettendo un funzionamento ottimale dell'impianto di osmosi.

Le emissioni convogliate dell'intera centrale termica provengono attualmente o alla caldaia BONO (punto di emissione E02) o alla caldaia THERMA (punto di emissione E01).

Nell'assetto successivo all'avvio della nuova caldaia BONO e dismissione della caldaia Therma, le emissioni proverranno dalla nuova caldaia BONO (punto di emissione E19) o dalla vecchia caldaia BONO (punto di emissione E02), funzionanti una alternativamente all'altra.

Il post-combustore F106 Menestrina (camino E03) viene utilizzato esclusivamente in casi di emergenza in caso di impossibilità di utilizzo delle caldaie, alimentato a metano senza inviare gli stream delle ossidazioni.

ATTIVITÀ A3 - TRATTAMENTO ACQUE REFLUE E FANGHI

Recupero e Trattamento Acque Reflue (fase/reparto 3.1)

Lo stabilimento è dotato di una separazione della rete fognaria nelle cosiddette "acque inorganiche" gestite in regime di prima e seconda pioggia ai sensi della D.G.R. 286/05, costituite principalmente da acqua meteorica proveniente dalla zona nord-ovest dello stabilimento, e "acque organiche", che comprendono, ad esempio, le acque di drenaggio dei serbatoi, le acque domestiche, le acque meteoriche di dilavamento provenienti dalla zona sud-est e le acque provenienti dalla centrifuga dei fanghi.

Gestione delle acque inorganiche: le acque meteoriche che interessano la zona nord-ovest sono raccolte dalla rete fognaria dedicata e inviate in un pozzetto, dal quale le acque di prima pioggia ai sensi del DGR 236/05 vengono pompate in una vasca di prima raccolta e in un serbatoio ad esso



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

collegato prima di essere inviate al trattamento alle celle API 2 per la disoleazione meccanica (si rimanda alla descrizione riportata nel paragrafo seguente). Le acque di seconda pioggia sono invece inviate direttamente allo scarico nel Canale Candiano o riutilizzate all'interno della raffineria comunque previo trattamento.

Gestione delle acque organiche: le acque industriali vengono inviate tramite un collegamento diretto, all'impianto di depurazione di acque industriali SAI S.p.A. sito nelle vicinanze dello stabilimento. Le acque di processo di ossidazione del bitume venivano anch'esse inviate all'impianto SAI. Dal giugno 2002, l'impianto si è dotato di una linea di separazione di tali acque, che vengono stoccate in un serbatoio dedicato (S103) e inviate al depuratore come rifiuto liquido a mezzo autocisterna. Le acque meteoriche di dilavamento che interessano la zona sud-est dell'impianto, confluiscono in una prima vasca di raccolta dove avviene la prima fase di disoleazione meccanica, effettuata mediante un Disk-Oil realizzato in acciaio inossidabile, immerso nell'acqua sulla quale galleggia l'olio. La separazione della fase oleosa avviene in base al principio della maggior adesione dell'olio al nastro d'acciaio rispetto all'acqua. L'olio aderito al nastro viene poi raschiato da una lama e recuperato in un serbatoio di slop. L'acqua parzialmente disoleata viene passata in una seconda vasca per un'ulteriore separazione con Disk-Oil e in seguito pompata in continuo nelle celle API 2, che annoverano due vasche poste in serie, dove l'olio si separa per stratificazione sulla superficie dell'acqua e successivamente rimosso per insufflazione d'aria. Le acque delle celle API 2 sono inviate ad un primo filtro a sabbia per eliminare le sostanze organiche in sospensione che determinano un elevato valore di COD. In seguito passano in un secondo filtro a sabbia e in un filtro a carbone attivo. Quest'ultimo serve per eliminare il più possibile le sostanze organiche come gli idrocarburi leggeri, pesanti, i fenoli e tutti i componenti organici presenti nel bitume, che determinano il contenuto di COD solubile. L'acqua così depurata e raccolta in un vascone dove rimane in attesa di essere riutilizzata in alcune fasi del processo come acqua di raffreddamento, per servizi interni e antincendio. In caso di eventi meteorici rilevanti le acque in eccesso provenienti dall'area sud-est di raffineria vengono inviate alle celle API 1A e 1B, previo disoleazione tramite Disk-Oil, e successivamente inviate al depuratore esterno SAI.

Centrifuga Fanghi (fase/reparto 3.2)

In stabilimento è presente un sistema di centrifuga dei fanghi provenienti dalle pulizie generali di stabilimento e dai serbatoi di stoccaggio. L'utilizzo della centrifuga è discontinuo, legato alle pulizie di raffineria ed in particolare dei serbatoi. I fanghi da centrifugare vengono raccolti in una vasca interrata di raccolta fanghi (fase/reparto 3.2.1) di volume pari a 8 m³, dotata di agitatore lento, la cui funzione è di omogeneizzare il contenuto di solido e mantenere così costante la qualità del fango da inviare alla centrifuga (fase/reparto 3.2.2). Al fango viene addizionato un polielettrolita (da fase/reparto 1.2), sostanza classificata come non pericolosa, che consente di aumentare la flocculazione di solidi inorganici e di ottenere un fango più concentrato e una migliore qualità dell'acqua chiarificata in uscita dalla centrifuga. Detto fango addizionato di polielettrolita viene quindi iniettato nella centrifuga (fase/reparto 3.2.2): dalla centrifuga si produce un refluo costituito da acqua chiarificata, la quale viene inviata nella rete fognaria nera dell'impianto (fase/reparto 3.1). Al momento il sistema di centrifuga dei fanghi non viene utilizzato. Ne consegue che le materie prime solitamente impiegate nella Fase 3.2 non sono state consumate nel corso del 2015.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

ATTIVITÀ A4 – UTILITIES / FACILITIES

Asservite alla raffineria Alma Petroli S.p.A sono inoltre presenti diverse Utilities/Facilities, quali:

Banchina: Negli anni dal 1988 al 1991 Alma Petroli ha realizzato sul canale Candiano una propria banchina in calcestruzzo per l'attracco delle navi, attrezzata per lo scarico di grezzi o di altre materie prime, e per il carico di prodotti finiti. La lunghezza di 227 m e la profondità consentono l'accesso di navi con pescaggio massimo di 10,5 m e larghezza di circa 36 m (corrispondenti ad un tonnellaggio di circa 50/60.000 ton) ed il moderno impianto di sicurezza e l'illuminazione ne garantiscono l'operatività 24 ore su 24. Lo stabilimento è dotato di kit antinquinamento di emergenza posizionato nelle immediate vicinanze della banchina. Il piano asfaltato della banchina presenta una certa pendenza verso l'area dello stabilimento calcolata in modo che eventuali rilasci e sversamenti, che potrebbero verificarsi durante le operazioni di scarico dei prodotti, non possano in alcun caso essere convogliati verso il canale. Inoltre, sulla banchina è situato un impianto di contenimento delle acque interne al canale Candiano consistente in un "rullo" avvolgibile di panne galleggianti che, in caso di sversamenti di sostanze inquinanti nelle acque del Canale, viene aperto e agganciato alla riva opposta, in modo da contenere le acque inquinate in attesa dell'intervento di disinquinamento. Tale impianto di contenimento viene gestito ed è di proprietà della società Secomar con cui Alma Petroli ha stipulato un contratto per la gestione delle emergenze ambientali legate all'attività portuale.

In seguito alla graduale sostituzione nei processi di combustione della virgin nafta con il metano e dell'apertura di mercati nuovi per la virgin nafta, il gestore ha valutato opportuna la movimentazione di questa tramite trasporto via nave, meno rischioso del trasporto via strada anche in vista del numero di vettori utilizzati per anno. Gli interventi impiantistici effettuati per dotare la raffineria delle strutture necessarie alla movimentazione di virgin nafta via nave sono stati i seguenti:

- ✓ installazione di una nuova tubazione di carico Virgin nafta all'interno dello stabilimento Alma Petroli che colleghi il parco serbatoi di stoccaggio all'esistente banchina di carico nave;
- ✓ installazione di n. 2 pompe di carico all'interno dello stabilimento;
- ✓ attivazione di un nuovo punto di carico sulla banchina esistente posizionata sul Canale Candiano.

La raffineria si è inoltre dotata di un braccio meccanico marino per la discarica di Greggio e semilavorati da nave cisterna o per il carico di semilavorati a nave cisterna. Il braccio di carico marino è costituito da una struttura tubolare articolata autoportante realizzata in modo tale che il fluido passi al suo interno. La struttura tubolare è divisa in tre parti: una fissa, collegata al pontile e due mobili unite tra loro per mezzo di giunti rotanti necessari per permettere alla tubazione di seguire liberamente i movimenti della nave. I 6 giunti presenti sul braccio realizzano un sistema a sei gradi di libertà ed assicurano il collegamento senza sforzi dovuti a movimenti relativi tra nave e pontile. Il braccio di carico è bilanciato a vuoto in ogni posizione grazie ad un sistema di contrappesatura che permette al braccio di rimanere in condizioni di equilibrio in qualsiasi posizione assunta. Il braccio di carico è stato progettato per una pressione di progetto di 15 barg. Sulla linea di banchina a base braccio si trovano 2 pressostati di allarme di alta e altissima pressione con soglia rispettivamente tarata a 9 barg e 10 barg.

Il pulpito di comando e controllo è la principale interfaccia tra l'operatore ed il sistema/braccio di carico. E' costituito da un armadio Ex-e sul quale sono installati gli organi di comando ed è dotato di copertura incernierata trasparente.

Per l'operatività del braccio nei movimenti necessari ad assicurare la completa copertura dell'area di lavoro e l'attuazione degli attacchi rapidi, sono previsti dei cilindri oleodinamici installati sul braccio di carico comandati dai joysticks del pulpito o di un apposito radiocomando.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

La permanenza dell'impianto in condizione di folle (tutti i cilindri idraulici sui movimenti in by-pass fra di loro) deve essere assicurata quando il braccio di carico risulta connesso a nave, in modo che il braccio possa seguire liberamente ogni movimento della nave stessa entro il campo di servizio e di deriva previsti. Il braccio di carico deve essere manovrato a vuoto: solo in caso di emergenza è prevista la movimentazione con le tubazioni piene di prodotto. Poiché il braccio meccanico è dotato di un sistema automatico di sgancio di emergenza energizzato ed attivo nella condizione di carico/scarico, occorre operare e mantenersi a debita distanza dai meccanismi di sgancio in emergenza.

Raccordo stabilimento con la linea ferroviaria: a seguito della recente realizzazione dell'asta ferroviaria Canale Candiano Nord, localizzata in adiacenza alla via Baiona, Alma Petroli ha valutato l'opportunità di realizzare un raccordo ferroviario interno nell'ottica di ridurre il traffico su gomma associato alle proprie attività ed avere maggiore flessibilità nella movimentazione dei prodotti petroliferi.

L'allacciamento al raccordo ferroviario avrà la predisposizione di un punto che permetta lo scarico di un intero convoglio ferroviario (14 ferrocisterne). Detto punto di scarico sarà realizzato nell'area prospiciente l'attuale recinzione sulla via Baiona, che sarà integrata all'interno della recinzione di raffineria.

Laboratorio di analisi: la raffineria è dotata di un laboratorio di analisi chimiche, attrezzato per svolgere tutte le analisi necessarie sui prodotti lavorati e sulle acque di stabilimento e specializzato nella caratterizzazione dei prodotti petroliferi con speciale riferimento ai bitumi. Esso svolge un importante ruolo nel controllo analitico delle produzioni; analisi sulle emissioni vengono effettuate periodicamente da laboratori esterni. Alla fine dell'anno 2005 è stato completato un lavoro di modifica consistente in un diverso sfruttamento dei volumi interni all'edificio esistente per le seguenti motivazioni:

- ✓ necessità di ampliare l'area del laboratorio chimico ove si svolgono le analisi sui prodotti petroliferi e sulle acque di stabilimento, con l'ammodernamento e il potenziamento di alcune apparecchiature e la conseguente razionalizzazione della loro collocazione;
- ✓ aumento della sicurezza per il personale che opera in laboratorio nell'arco delle 24 ore con creazione di ulteriori vie di fuga. In particolare, si è progettato di ampliare l'area da adibirsi a laboratorio chimico annettendo uno degli esistenti due locali officina, modificando al contempo la destinazione d'uso della restante parte di locale officina in magazzino ricambi; quanto detto lasciando inalterate le esistenti strutture dell'edificio.

Nella parte posta più a nord-est è stato ricavato un deposito, avente idonee caratteristiche di resistenza al fuoco, per i reagenti infiammabili e/o pericolosi e per i campioni di prodotto che hanno anch'essi caratteristiche di infiammabili e/o combustibili; tale deposito è accessibile sia dall'interno del laboratorio che direttamente dall'esterno.

È stata poi realizzata, sempre al fine di incrementare la sicurezza, una nuova porta di sfuggita dall'area di laboratorio verso spazi a cielo aperto, in direzione alternativa al preesistente accesso principale ed opposta a quella di installazione degli impianti più pericolosi di stabilimento.

Pensiline di carico su ATB: nello stabilimento sono presenti le seguenti postazioni adibite al carico dei prodotti su autobotte:

- ✓ pensilina di carico "neri": ubicata sul lato Est dei serbatoi S41-S42-S43 e dotata di 3 corsie parallele per il carico di bitumi e oli combustibili;
- ✓ pensilina di carico bitume ossidato: dotata di un'unica corsia di carico disposta perpendicolarmente alla pensilina di carico "neri";



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- ✓ pensilina di carico gasolio e bitume: ubicata nei pressi della palazzina uffici e adibita alle attività di carico su autocisterne del gasolio e del bitume provenienti dai serbatoi di stoccaggio della raffineria. La pensilina presenta 4 corsie di carico per il bitume e 2 corsie di carico per il gasolio, ciascuna dotata di braccio per il carico delle autocisterne.

Punti di carico bitumi: al fine di adeguare le strutture di carico bitume alle modifiche realizzate all'interno dell'area di stabilimento e per mantenere la vicinanza all'area di maggior stoccaggio di bitume realizzata nel recente parco serbatoi, è stato realizzato un nuovo servizio di carico bitumi posizionato accanto alle già esistenti pensiline di carico gasolio. Inoltre, grazie alla nuova posizione delle pensiline di carico bitumi si è migliorato anche l'assetto circolatorio del traffico ATB, che non avviene più in seno alle aree impianti ma in rotatoria attorno al nuovo parco serbatoi in vicinanza dell'uscita principale dello stabilimento. Una sala pompe è adibita al travaso dei vari prodotti da un serbatoio all'altro e dai serbatoi alle rampe di carico degli automezzi o alle navi attraccate alla banchina; dette pompe presentano caratteristiche diverse a seconda della viscosità e della temperatura da pompare.

Officine meccaniche ed elettriche e magazzino: la raffineria è dotata di un'officina elettrostrumentale e di un'officina meccanica e di un magazzino interni localizzati in un edificio unico. L'officina meccanica è dotata di apposita cappa per l'aspirazione dei fumi di saldatura, le cui emissioni sono gestite come indicato nell'Autorizzazione Integrata Ambientale (punto di emissione E16). Le acque reflue prodotte sono costituite dalle acque dei servizi igienici (inviate all'impianto di trattamento chimico-fisico-biologico della società SAI S.p.A. tramite convogliamento allo scarico SF1), e dalle acque derivanti dal lavaggio delle superfici interessate dalle lavorazioni (convogliate, a mezzo della rete fognaria nera di raffineria, all'impianto di pre-trattamento aziendale e successivamente all'impianto di trattamento chimico-fisico-biologico della società SAI S.p.A.).

Impianto di produzione aria compressa: l'aria compressa viene utilizzata, oltre che per motivi di processo di ossidazione bitumi, anche per servizi di controllo e regolazione in varie apparecchiature di raffineria: a tale scopo è stato installato un apposito impianto di produzione di aria compressa. L'aria compressa per uso strumenti e prodotta da due compressori a vite della capacità rispettiva di 560 Nm³/h e 900 Nm³/h. Esistono inoltre due compressori volumetrici a pistoni di riserva della capacità rispettivamente di 150 Nm³/h e di 160 Nm³/h. L'aria compressa è distribuita alle utenze da una rete apposita dopo essere stata debitamente raffreddata e deumidificata. L'aria per il processo di ossidazione viene invece fornita da 2 compressori da 500 Nm³/h cadauno e da altri due compressori da 1.700 Nm³/h cadauno.

Impianto di riscaldamento e condizionamento dei locali: gli uffici dislocati all'ingresso della raffineria sono riscaldati mediante un impianto termico con potenza inferiore a 35 kW. Sono inoltre presenti impianti di condizionamento con pompa di calore dislocati in tutti gli uffici e nel locale mensa.

Impianto elettrico: l'energia elettrica giunge in stabilimento attraverso una linea in media tensione avente valore pari a 15 kV. La raffineria è dotata di un impianto elettrico corredato da "certificati di conformità alla regola dell'arte" e dotato di una cabina elettrica per pertinenza ENEL, per l'alloggio di quattro trasformatori e del quadro di media tensione.

Uffici: oltre agli impianti di produzione veri e propri, l'area dello stabilimento Alma Petroli comprende anche le palazzine dove sono situati gli uffici del personale e la mensa.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

ATTIVITÀ A5 – IMPIANTO DI COGENERAZIONE

Cogeneratore (fase/reparto 5.1)

È utilizzato per la produzione di vapore, energia elettrica e recuperi termici.

E' dotato di un motore a combustione interna accoppiato ad un alternatore per la produzione di energia elettrica.

- ✓ Produzione di energia elettrica: l'energia elettrica autoprodotta viene utilizzata direttamente nel sito o, in caso di eccesso di produzione, viene ceduta alla rete del Gestore Nazionale.
- ✓ Produzione di vapore: i fumi di combustione in uscita dal motore vengono alimentati ad una caldaia che produce vapore a bassa pressione e viene distribuito nella rete di stabilimento.
- ✓ Circuito LT: l'acqua proveniente dall'acquedotto Hera, prima di essere inviata all'impianto di produzione dell'acqua demi (fasi/reparti 2.1.2 e 2.1.3), viene riscaldata a circa 30-35°C tramite uno scambiatore acqua/acqua di disaccoppiamento che recupera il calore dall'intercooler del motore.
- ✓ Circuito HT: tramite l'utilizzo di scambiatori presenti nel circuito primario di bordo macchina viene riscaldata acqua a 85°C recuperando il calore generato dal circuito di raffreddamento delle testate del motore. L'acqua così riscaldata ha due utilizzi:
 - viene utilizzata per il preriscaldamento della corrente di acqua di reintegro destinata al degasatore (fase/reparto 2.1.4) tramite uno scambiatore termico che utilizza come fluido vettore parte dell'acqua preriscaldata. Tale soluzione permette di innalzare la temperatura di ingresso dell'acqua di reintegro, il che si traduce in una minore portata di vapore utilizzata per il degasaggio e quindi in un risparmio di energia termica.
 - può essere utilizzata per il riscaldamento dei serbatoi S5 ed S6 (fasi/reparti 1.1 e 1.6).

Le emissioni convogliate in atmosfera derivanti dall'impianto di cogenerazione si traducono nel punto di emissione E17.

5.3 Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime

Di seguito si riporta quanto dichiarato dal Gestore in merito alla suddivisione del greggio con i relativi consumi, per l'anno di riferimento 2015.

Materia prima	Funzione	Fasi di utilizzo	Consumo annuo (ton)
Greggio Sarago Mare	Materia prima grezza	1.1 - 1.3	102.047
Greggio Patos Marinza	Materia prima grezza	1.1 - 1.3	98.270
Greggio Visoka	Materia prima grezza	1.1 - 1.3	5.253
Crude Oil Blend	Materia prima grezza	1.1 - 1.3	3.169
Mix Oli greggi	Materia prima grezza	1.1 - 1.3	1.399

Nella seguente tabella si riporta il consumo di materie prime riferito alla Massima Capacità Produttiva della Raffineria. Nella Scheda B.1.1 il Gestore ha fornito i dati in merito al consumo di materie prime per l'anno di riferimento 2015.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute							Consumo annuo		Riutilizzo	
					CAS	Denominazione	Conc. (%)	Hazard	CLP	CLP	Classe di pericolo	Consumo annuo	NO	SI (% riutilizzo in peso)	
Grezzo	Sarago mare, Patos marina, Visoka, Blend	Materia prima grezza	1.1 - 1.3	Liquido	8002-05-9	Petrolio grezzo	<	H226 H319 H336 H350 H373 H411		P201 P210 P273 P280 P301+ P310 P331 P501		348.829	X		
Semilavorato pesante	Alma Petroli	Materia prima semilavorata	1.1 - 1.3 - 1.6 - 1.8	Liquido	92045-14-2	olio combustibile	0-100	H332 H350 H361d H373 H410 H304 EU H066		P201 P260 P273 P280 P301+ P310 P331 P501		182.816	X		
olio combustibile	Alma Petroli	Materia prima semilavorata	1.1 - 1.3 - 1.6 - 1.8	Liquido	68476-33-5	olio combustibile	0-100	H332 H350 H361d H373 H410 H304 EU H066		P201 P260 P273 P281 P301+ P310 P331 P501		36.991	X		
olio flussante	Alma Petroli	Materia prima semilavorata	1.1 - 1.3 - 1.4 - 1.6 - 1.8	Liquido	64741-43-1	Casolio	0-100	H226 H304 H315 H332 H351 H373 H411		P210 P261 P273 P280 P301+P310 P331 P501		6.232	X		
Inibitore di corrosione	GE Power & water	Materia prima ausiliaria	1.2 - 2	Liquido	2809-21-4 7664-38-2	Acido etidronico Acido fosforico	5-10 0-10	H290 H302 H318 H290 H314		P234 P280 P305+ P351+ P338 P310 P406		6.1	X		
Antisporcante treno di scambio	GE Power & water	Materia prima ausiliaria	1.2 - 1.3	Liquido	64742-65-0	Distillati petrolio	20-30	H304							
					n.a.	Calcio alchil fenato solfuro, fosforo solfuro poliolefina	<25	H412		P261 P273 P301+ P310 P304+ P340 P331 P501		12	X		
					91-20-3	Naftalene	0.25-1	H302 H351 H400 H410							
					n.a.	Idrocarburi aromatici naftalene	C10 <1%	H34 H336 H411							



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Distaccante per scambi	TotalErg	Materia prima ausiliaria	1.2 - 1.5	Liquido	68411-30-3	Acido benzensolfonico, C10-13 alchil-derivati, Sali di sodio	11-12	H302 H315 H318 H412	P280 P305+ P351+ P338 P310 P501	5.5	X	
Sequestrante ossigeno	GE Power & water	Materia prima ausiliaria	1.2 - 2	Liquido	n.d.	Alcoli, C12-14, etilossidati <2.5 EO, solfati, Sali di sodio	4-4.6	H315 H318 H412	P234 P390	0.01	X	
Soda caustica sol 30%	SACS	Materia prima ausiliaria	1.2 - 1.3 - 1.4	Liquido	1310-73-2	Iodossido di sodio	0-100	H314 H280	P280F P363 P301+ P330- P331 P303- P361+ P353 P304- P340 P305+ P351+ P338 P310 P321 P501c	749	X	
Ammina neutralizzante	GE Power & water	Materia prima ausiliaria	1.2 - 2	Liquido	109-55-7 141-43-5	Dimetilammina propilammina Etanolammina	10-25 5-10	H302 H314 H317 H355	P280 P301+ P330- P331 P303+ P361- P353 P304+ P340 P305+ P351- P338 P310	7.8	X	
Biocida	GE Power & water	Materia prima ausiliaria	1.2 - 2	Liquido	10222-01-2 3252-43-5	2-2 dibrenso 3-nitropropionammid e Dibromoacetnitrile	20-25 2.5-10	H301 H314 H317 H330 H336 H400 H412 H301 H319 H400 H411	P273 P301+ P330- P331 P303+ P361- P353 P304+ P340 P305+ P351- P338 P310	0.3	X	
Disemulsionante per HC		Materia prima ausiliaria	1.2 - 2	Liquido						1		
Disemulsionante per H ₂ O		Materia prima ausiliaria	1.2 - 2	Liquido						1		
Filmante		Materia prima ausiliaria	1.2 - 2	Liquido						1		



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Il Gestore, all'interno della Scheda B.13 ha fornito le indicazioni richieste in merito alle aree di stoccaggio di materie prime, prodotti e intermedi. Tali aree sono evidenziate dal Gestore nella "Planimetria dello stabilimento con individuazione delle aree per lo stoccaggio di materie e rifiuti - B.22":

N° area	Nome identificativo area	Georef. (tipo di coord) ¹	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, recinzioni, ecc)	Materiale stoccato	Capacità (m ³)	Modalità di stoccaggio
A2	Bitume in pani		Max 432 pallets		Area pavimentata con raccolta acque meteo	Bitume ossidato in pani		Pallets
A3	Fustoteca		40		Area pavimentata con raccolta acque meteo	Schiumogeno		Fusti
						Chemicals		Fusti
						Detergenti		Fusti

All'interno della Scheda B.13.1 il Gestore ha fornito la descrizione del parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze.

5.4 Consumi di combustibile

Di seguito si elencano tutti i combustibili utilizzati nel corso del 2015 all'interno di Alma Petroli, con indicazione della percentuale di zolfo presente, il relativo potere calorifico inferiore e l'energia ottenuta con i rispettivi quantitativi in tonnellate annue:

Combustibile	Unità	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Virgin nafta (combustibile interno)	Caldaia Therma, Caldaia Bono, Forno F102A, Forno F102	0,355	2.183,49	41.973 kcal/kg	383.453.667
Fuel gas	Forno F102, Forno F102A, Torcia	0,01	154,55	24.193 kcal/Nm ³	6.974.627 *
Metano	Caldaia Therma, Caldaia Bono, Cogeneratore, Forno F102, Forno F102A, Post combustore F106OX, Torcia	0,998	6.000 **	34.538 kJ/m ³	291.954.549

* Calcolato considerando una densità media a 15°C pari a 2,243 kg/Nm³

** Calcolato considerando consumo di metano pari a 8.453.140 Nm³ ed una densità del metano pari a 0,7 kg/Nm³

Si riporta di seguito il consumo di combustibili valutato dal Gestore alla massima capacità produttiva:



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Combustibile	Unità	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Virgin nafta (combustibile interno)	Caldia Therma, Caldaia Bono, Forno F102A, Forno F102	0,355	3.624,59	41.973 kcal/kg	636.533.087
Fuel gas	Forno F102, Forno F102A, Torcia	0,01	256,55	24.193 kcal/Nm ³	11.577.881 *
Metano	Caldia Therma, Caldaia Bono, Cogeneratore, Forno F102, Forno F102A, Post combustore F106OX, Torcia	0,998	9.822.548 **	34.538 kJ/m ³	484.644.551

* Calcolato considerando una densità media a 15°C pari a 2,243 kg/Nm³

** Calcolato considerando consumo di metano pari a 8.453.140 Nm³ ed una densità del metano pari a 0,7 kg/Nm³

NOTA: il consumo della virgin nafta indicato in tabella fa riferimento al 2015: dalla seconda metà del 2015 la virgin nafta verrà utilizzata in quantità minori e solamente nelle due caldaie Bono (la vecchia e quella di nuova installazione) e nel forno F102A.

Il Gestore ricorda che, in quest'ambito, all'interno dell'organigramma aziendale è stato individuato un responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia (Energy Manager). Tale figura è stata introdotta in Italia dalla Legge 10 del 1991 per i soggetti caratterizzati da consumi energetici significativi (oltre 10.000 tep/anno).

L'Energy Manager analizza i dati periodicamente raccolti sui consumi di combustibile al fine di monitorare l'andamento dell'efficienza della raffineria nello sfruttamento dei combustibili stessi. Per una migliore valutazione dell'efficienza dell'impianto in termini energetici, i consumi dei combustibili vengono monitorati mensilmente.

Il Gestore segnala inoltre che nell'anno 2015 è stata condotta una Diagnosi energetica della raffineria, ottemperando alle previsioni del D. Lgs. 105/2014 "Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE".

5.5 Bilancio idrico

Le acque utilizzate all'interno dello stabilimento Alma Petroli provengono da tre distinte fonti, a seconda della loro tipologia:

- le acque di tipologia industriale fornite dall'azienda HERA S.p.A. vengono utilizzate per la produzione di vapore e impiegate nel ciclo produttivo dello stabilimento;
- le acque provenienti dal Canale Emiliano Romagnolo (C.E.R.) vengono utilizzate come acque di servizio per i sistemi di raffreddamento, antincendio e lavaggio; da questa fonte è possibile prelevare fino a 200 m³/h di acqua.
- le acque di tipo potabile, fornite anch'esse dall'azienda HERA S.p.A., sono utilizzate per i consumi del personale e nei servizi igienici.

E' inoltre presente una presa a mare situata sulla banchina e capace di prelevare acqua salmastra: il Gestore dichiara che tale presa a mare non è collegata ad alcun utilizzo produttivo dell'impianto ma il suo utilizzo è legato solo ed esclusivamente dal sistema antincendio in caso di emergenza.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Il prelievo idrico totale di Alma Petroli nel 2015 è stato pari a 32.493 m³ di acqua, dei quali 29.214 m³ per usi industriali (processo, 21.424 m³ e raffreddamento, 7.790 m³) e 3.279 m³ per uso igienico-sanitario.

Infine, nella “*Planimetria dell’approvvigionamento e distribuzione idrica – B.19*” il Gestore ha riportato i punti di prelievo delle risorse idriche con relative coordinate geografiche.

PUNTO APPROVVIGIONAMENTO IDRICO	SIGLA	LATITUDINE	LONGITUDINE
ACQUA INDUSTRIALE	AIND	N 44° 28,864'	E 12° 15,471'
ACQUA CANALETTA	CER	N 44° 28,806'	E 12° 15,573'
ACQUA POTABILE	POT	N 44° 28,515'	E 12° 15,276'
ACQUA DI RECUPERO	REC	N 44° 28,416'	E 12° 15,301'

Il Gestore dichiara che la maggior parte dei consumi di acqua all’interno della raffineria è dovuta ai processi produttivi, anche se il consumo di questo tipo di acque è andato notevolmente calando durante l’ultimo decennio, raggiungendo circa il 50% di risparmio. Questo è dovuto sostanzialmente al significativo recupero delle acque meteoriche, attraverso la raccolta nella rete fognaria dedicata e il pretrattamento prima del successivo riutilizzo.

Si riportano di seguito i consumi di risorse idriche dichiarati dal Gestore alla massima capacità produttiva.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

B.2.2 Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)										
n.	Approvvigionamento (sorgenti, acquedotto, mare, altro corpo idrico superficiale, pozzi)	Fasi/unità di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³	Consumo giornaliero m ³	Portata oraria di punta, m ³ /h	Presenza contatori	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta
1	Acqua industriale da Herambiente S.p.A.	2.1.5	<input type="checkbox"/> igienico sanitario <input checked="" type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)..... <input type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input checked="" type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)..... <input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)..... <input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....	35.564	97,4	-	Si	-	-	-
2	Acqua da canaletta CER	2.1.1.5	<input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)..... <input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input checked="" type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)..... <input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....	12.931	35,4	200	Si	-	-	-
3	Acqua potabile da Herambiente S.p.A.	4	<input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)..... <input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)..... <input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....	3.279	8,98	-	Si	-	-	-
4	Acque meteoriche rete bianca	2.1.1.5	<input type="checkbox"/> igienico sanitario <input checked="" type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)..... <input type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input checked="" type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)..... <input type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....	30.372	83,21	-	No	-	-	-
5	Acque meteoriche rete nera	2.1	<input type="checkbox"/> igienico sanitario <input checked="" type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)..... <input type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <input checked="" type="checkbox"/> industriale <input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....	42.196	115,61	-	No	-	-	-



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

In ragione del fatto che non sono eseguiti prelievi da falde o acquiferi superficiali, il Gestore non ritiene necessario effettuare controlli sulla quantità delle acque in ingresso all'impianto.

Il piano di monitoraggio e controllo prevede comunque controlli periodici sui consumi delle acque, siano esse potabili, industriali o di raffreddamento.

Il Gestore dichiara che al fine di evitare sprechi di risorse idriche, nell'impianto viene effettuato il recupero di diverse emissioni idriche.

Le acque della rete fognaria nera si raccolgono nelle prevasche in cui avviene una prima disoleazione tramite disk-oil e da qui vengono alimentate al sistema di pretrattamento che consiste in un trattamento di separazione solidi/idrocarburi per gravità nelle celle API 2 e nel successivo passaggio in filtri a sabbia e in un filtro a carboni attivi; infine le acque vengono raccolte in un vascone di raccolta acque filtrate (VAS1) e rilanciate nel serbatoio di accumulo S72 per il successivo riutilizzo interno.

A questo stesso sistema possono essere dirottate le acque provenienti dal serbatoio di equalizzazione delle acque meteoriche (serbatoio S71 da circa 1.000 m³), utilizzato sia per la raccolta delle acque derivanti da eventi meteorici eccezionali sia per la raccolta delle acque di prima pioggia dell'area nord-ovest.

Le acque raccolte nel serbatoio S72 vengono poi riutilizzate all'interno dello stabilimento per i seguenti servizi:

- rete antincendio;
- collaudo apparecchiature;
- lavaggio piazzali;
- pulizia aree di carico/scarico;
- reintegro acque inviate alle torri evaporative.

Il Gestore dichiara che vengono effettuati controlli analitici settimanali per la misura del pH, del COD, dei cloruri e dell'azoto ammoniacale) e mensili (per carica batterica, idrocarburi, BOD5, tensioattivi e fosforo totale) sulle acque di recupero che si raccolgono nella vasca VAS1.

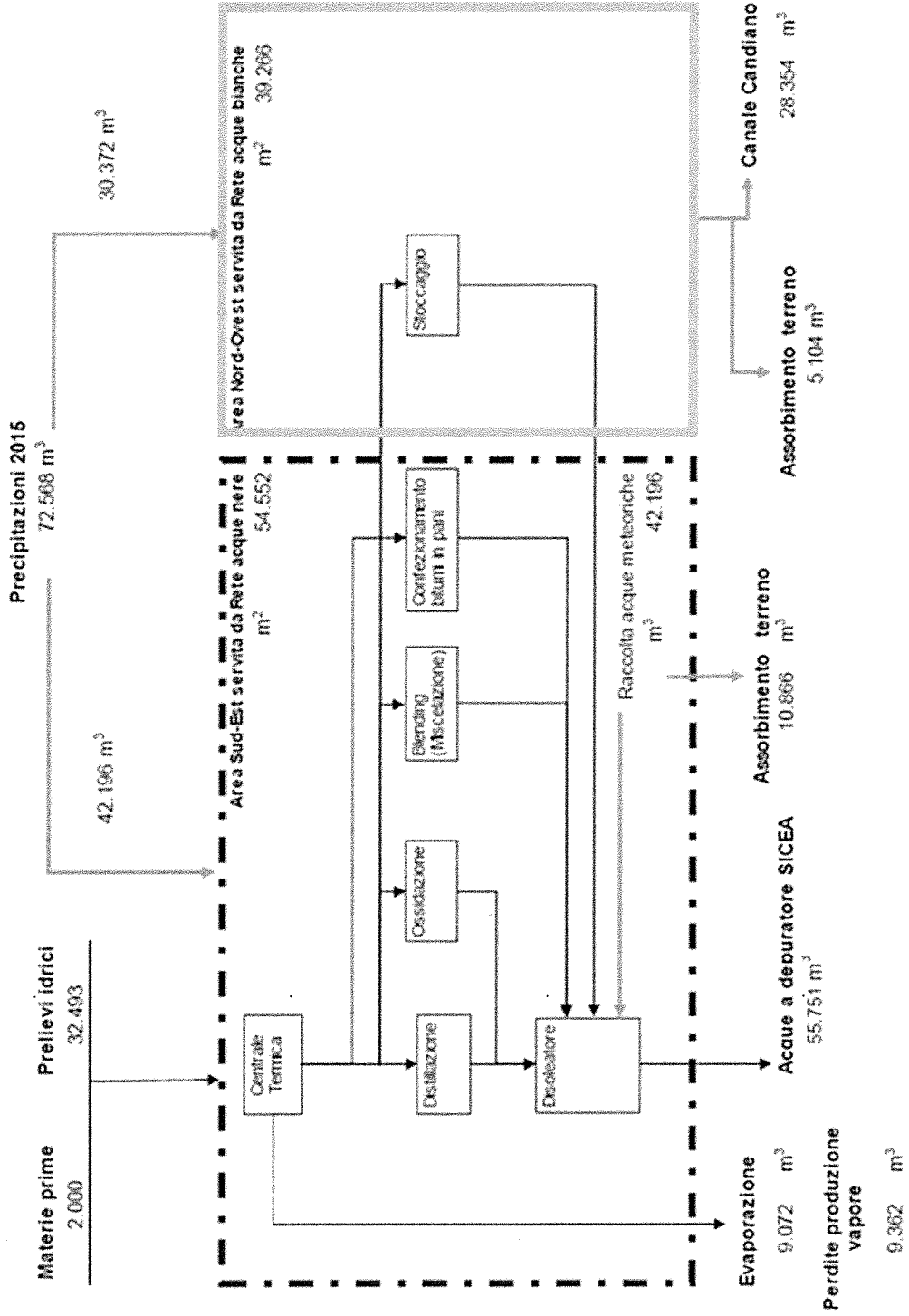
Si riporta uno schema di flusso rappresentativo del bilancio idrico relativo al 2015, con il dettaglio delle correnti entranti ed uscenti. Il Gestore ha considerato una perdita per assorbimento nel terreno pari al 80% per le aree non impermeabilizzate, mentre per le aree impermeabilizzate le acque vengono recuperate completamente.

I consumi idrici totali per l'anno 2015 pari a 32.493 m³ comprendono: 3.279 m³ di acqua potabile, 21.424 m³ di acqua industriale e 7.790 m³ di acqua da C.E.R.. I quantitativi di acqua attribuibili alle precipitazioni sono stati calcolati sulla base delle superfici (39.266 m² rete acque chiare, 54.552 m² rete acque nere) e delle precipitazioni totali nell'anno 2015 (72.568 m³).



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

BILANCIO IDRICO - Anno 2015





Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

5.6 Bilancio energetico

Con riferimento agli schemi a blocchi riportati in Allegato A25 e alla Scheda B, di seguito si forniscono informazioni in merito al bilancio energetico dell'impianto in esame, suddividendo la trattazione in due parti: produzione e consumo di energia.

Produzione di energia

All'interno della raffineria Alma Petroli esiste attualmente un impianto per la produzione di energia: costituito da due caldaie ad olio diatermico Therma e Bono che forniscono energia termica ai processi di raffinazione e allo stoccaggio di materie prime. A valle della attuazione della modifica approvata con DEC 300 del 9.12.17 (ID 43/914) esso sarà costituito da due caldaie BONO (15.000.000+12.500.000 kcal/h) funzionanti in alternativa l'una all'altra ed alimentate a gas metano fornito dalla rete SNAM o da fuel gas (da fase di ossidazione).

E' inoltre attivo un impianto di cogenerazione, con motore a combustione interna a ciclo Otto, funzionante a gas metano dalla rete SNAM: esso produce sia energia termica che elettrica. L'impianto di cogenerazione, ha una potenza elettrica nominale pari a circa 1 MWe e una potenza termica nominale inferiore a 3 MWt.

Il Gestore dichiara che l'impianto soddisfa i requisiti normativi per il riconoscimento come Impianto di cogenerazione ai sensi della Delibera A.E.E.G. n. 42/02 "Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'art. 2, comma 8, del D. Lgs. 16/03/1999, n. 79" e s.m.i. e come Impianto di cogenerazione ad alto rendimento ai sensi del D. Lgs. 20/07 "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE".

Il Gestore sottolinea che l'energia elettrica, precedentemente fornita dalla rete di trasmissione elettrica nazionale (RTN), viene completamente fornita allo stabilimento dalla sezione di produzione elettrica dell'impianto di cogenerazione.

Solo in caso di emergenza, si avvia un gruppo elettrogeno in grado di tenere alimentate le utenze privilegiate attraverso una gestione manuale delle linee possibile dalla sala controllo. Un secondo gruppo elettrogeno assicura la funzionalità delle pompe antincendio ubicate in banchina.

Lo stabilimento autoconsuma più del 90% dell'Energia Elettrica autoprodotta dal suddetto impianto di cogenerazione pertanto viene quindi classificato come auto produttore secondo il D.Lgs 79/99 art. 2 comma 2 ("Autoproduttore e la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio").

Il rendimento complessivo dell'impianto di cogenerazione in esame è pari a ca. 80%.

Si riportano di seguito le tabelle riepilogative della produzione di energia alla massima capacità produttiva.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)									
Fase	Unità	Apparecchiatura o parte di unità (forno, caldaia ecc.)	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
				Potenza termica di combustione (KW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (KVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
1	F102	Metano, Fuel gas	Metano, Fuel gas	5.582	0	0	-	-	-
1	F102A	Metano, Virgini nafta, Fuel gas	Metano, Virgini nafta, Fuel gas	7.036	51.872	0	-	-	-
2	Caldaia Therna	Metano	Metano	9.304	11.911	0	-	-	-
2*	Nuova caldaia Bono*	Metano, Virgini nafta*	Metano, Virgini nafta*	14.538*	116.304*				
2	Caldaia Bono	Metano, Virgini nafta	Metano, Virgini nafta	17.445	80.482	0	-	-	-
5	Cogeneratore	Metano	Metano	2.600	33.359	0	0,996 MW	12.555	-
1	Torcia	Fuel gas	Fuel gas		2.241	0	-	-	-
TOTALE				44.875	179.863	0	0,996	12.555	-

* La nuova caldaia Bono sarà realizzata in sostituzione della caldaia Therna ed è stata autorizzata con DEC MinAmb 300 del 9/11/17. Nel calcolo del totale riportato in tabella sono stati considerati i dati dell'esistente caldaia Therna. Al momento dell'attivazione della nuova caldaia Bono la potenza termica di combustione totale risulterà pari a 50.109 kW. La produzione di energia è stata calcolata considerando un funzionamento della nuova caldaia Bono di 8000 ore/anno.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Consumo di energia

Nell'intero impianto in esame si individuano sia utenze termiche che elettriche.

Per quanto riguarda i consumi di **energia termica**, il fabbisogno totale di Alma Petroli nel 2015 è stato pari a 102.348 MWh.

Per quanto riguarda i consumi di **energia elettrica**, l'esercizio di Alma Petroli ha richiesto nel 2015 un quantitativo di energia pari a 8.066 MWh, per il 92% soddisfatti dall'autoproduzione mediante il cogeneratore.

Si riportano di seguito le tabelle riepilogative del consumo di energia alla massima capacità produttiva.

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)						
Fase/ gruppi di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/unità)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità)
1.1, 1.8, 1.5, 3		78.284	-		142	
1.1, 1.8		-	5.430			9,9
1.3		78.123	5.307		142	9,6
1.4		862	198		1,6	0,4
1.5		-	10			0,02
4		23	-		0,04	
5		12.606	-		22,9	
2, 3, 4		-	2.446			4,5
TOTALE		169.898	13.391			



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

5.7 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva contenente tutte le emissioni convogliate attualmente di competenza di Alma Petroli, nella quale sono riportati anche i limiti previsti nel decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale attualmente vigente.

Nell'assetto successivo all'avvio della nuova caldaia BONO e dismissione della caldaia Therma, le emissioni proverranno dalla nuova caldaia BONO (punto di emissione E19) o dalla vecchia caldaia BONO (punto di emissione E02), funzionanti una alternativamente all'altra.

Punto di emissione		Tipologia alimentazione	Concentrazioni massime ammesse (mg/Nm ³)							
			Polveri	NO _x	SO _x	CO	COT	HCl	H ₂ S	NH ₃
E19	Nuova caldaia BONO ⁽¹⁾	Metano, virgin nafta e stream da ossidazione	30 ^(#)	250 ^(#)	800 ^(#)	100 ^(#)	20 ^(#)	20 ^(#)	3 ^(#)	20 ^(#)
E02	Vecchia caldaia Bono ⁽¹⁾	Metano, virgin nafta e stream da ossidazione	30 ^(#)	250 ^(#)	800 ^(#)	100 ^(#)	20 ^(#)	20 ^(#)	3 ^(#)	20 ^(#)
E03	Post Combustore F106 OX ⁽²⁾	Metano	-	-	-	-	-	-	-	-
E04	Forno impianto di distillazione F102 ⁽¹⁾	Metano, virgin nafta e fuel gas	30 ^(#)	250 ^(#)	800 ^(#)	100 ^(#)	20 ^(#)	20 ^(#)	3 ^(#)	20 ^(#)
E05	Forno impianto di distillazione F102A ⁽¹⁾	Metano, virgin nafta e fuel gas	30 ^(#)	250 ^(#)	800 ^(#)	100 ^(#)	20 ^(#)	20 ^(#)	3 ^(#)	20 ^(#)
E15	Impianto abbattimento vapori serbatoi VEPAL	-	-	-	-	100 ^(*)	-	-	-	-
E16	Punto di saldatura officina meccanica	-	10 ^(*)	-	-	-	-	-	-	-
E17	Impianto di cogenerazione	Metano	5 ^(**)	250 ^(**)	-	300 ^(**)	-	-	-	-
E18	Torcia ^(@)	Metano e fuel gas	-	-	-	-	-	-	-	-

(1) E19 e E02: funzionamento in alternativa. E04 e E05: funzionamento in alternativa.
(2) Il combustore F106OX viene utilizzato esclusivamente in casi di emergenza quando non funzionano le caldaie Bono, alimentato a metano senza inviare gli stream delle ossidazioni.
(#) I limiti indicati sono da intendersi come limiti di bolla relativi alle emissioni derivanti dai punti di emissione E19, E02, E04 ed E05.
(*) I limiti indicati sono da intendersi come limite massimo puntuale e si riferiscono ad un tenore di ossigeno pari al 3%.
(**) I limiti indicati sono da intendersi come limite massimo puntuale e si riferiscono ad un tenore di ossigeno pari al 5%.
(@) La torcia è da considerarsi come apparecchiatura di emergenza.

Nella "Planimetria: emissioni in atmosfera – B.20" è evidenziata l'ubicazione dei punti di emissione convogliata.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

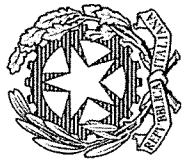
Elenco dei Punti di Emissione

N°	P.E.	DENOMINAZIONE	Ø in mm camino	H in mm da terra	LATITUDINE	LONGITUDINE
1	E01	Caldala THERMA mod.DTD 8000 CL+CH4	700	16.350	N 44° 28,762'	E 12° 15,588'
2	E02	Caldala BONO mod.DMP 15000/300/CL+CH4	930	15.900	N 44° 28,768'	E 12° 15,586'
3	E03	Forno MENESTRINA F106 DX	640	10.300	N 44° 28,781'	E 12° 15,624'
4	E04	Forno impianto distillazione F102	1040	32.260	N 44° 28,771'	E 12° 15,606'
5	E05	Forno impianto distillazione F102A	1060	34.200	N 44° 28,771'	E 12° 15,606'
6	E15	Imp.abbattimento vapori serbatoi(VEPAL)	650	18.800	N 44° 28,756'	E 12° 15,610'
7	E16	Imp. centralizzato punti di saldatura	216	8.000	N 44° 28,770'	E 12° 15,538'
8	E17	Imp.cogenerazione	350	9.500	N 44° 28,769'	E 12° 15,565'

Ad essi si aggiunge il punto di emissione E19 (in luogo del punto di emissione E01) di coordinate:

- Latitudine N: 44° 28,462'
- Longitudine E: 12° 15,349'

Di seguito di riportano i dati relativi alle fonti di emissione di tipo convogliato presenti in raffineria.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Numero totale camini: 10

Sigla camino	Georeferenziazione (specificando il tipo di coordinate)	Posizione amministrativa	Altezza dal suolo (m)	Sezione camino (m ²)	Unità di provenienza	Tecniche di abbattimento applicate all'unità		Ulteriori tecniche a valle applicate a eventuale camino comune		Sistema monitoraggio in continuo	
						Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs n. BAT / Rif. Bref	Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs n. BAT / Rif. Bref	Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	SI (indicare parametri inquinanti monitorati in continuo)	NO
E01		E	16,35	0,38	Caldaia Thermo	-	-	-	-	X	
E02		E	15,9	0,66	Caldaia Bono	-	-	-	-	X	
E03 *		E	10,3	0,28	Forno F106	-	-	-	-		X
E04		E	32,26	1,02	Forno F102	-	-	-	-	X	
E05		E	34,2	0,88	Forno F102/A	-	#	-	-	X	
E15		E	8	0,5	Impianto VEPAL	-	-	-	-		X
E16		E	8	0,03	Saldatura Officine	-	-	-	-		X
E17		E	10	0,1	Cogeneratore	-	Combustione magra; Sistema catalitico per riduzione del CO	-	-		X
E18		E	51,5	8,24	Torcia	-	-	-	-		
E19 **		E	18,7	0,95	Caldaia Bono	-	-	-	-	X	

* Il Forno F106 (punto di emissione E03) viene attivato unicamente in condizioni di emergenza

** La caldaia Bono (punto di emissione E19) sarà realizzata in sostituzione della caldaia Thermo (punto di emissione E1).

A monte dell'ingresso degli sfianti ai forni di processo è presente un sistema di lavaggio a soda per l'abbattimento di H₂S.

Il Gestore ha fornito, in base alle informazioni richieste all'interno delle Schede AIA predisposte per il Riesame, i dati relativi alle emissioni dai camini autorizzati. I dati di seguito riportati sono riferiti alla Massima Capacità Produttiva. All'interno della Scheda B.7.1 il Gestore ha riportato anche i dati riferiti all'anno di riferimento 2015.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

B.7.2 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)

Camino o condotta condotta	Unità di provenienza	Portata (Nm ³ /h)	Modalità di determinazione (M/C/S)	Inquinante	Limite di emissione in concentrazione (mg/Nm ³)				Concentrazione misurata rappresentativa ¹⁾		Limite di emissione in flusso di massa per inquinante (es. t/a, kg/mese, kg/h)		Flusso di massa misurato/calcolato rappresentativo (es. t/a, kg/mese, kg/h) ***			
					Misura in continuo		Misura discontinua		(mg/Nm ³)	% O ₂	al camino	più camini/intera installazione	al camino	più camini/intera installazione		
					dato misurato	base temporale e in g/h	dato misurato	Frequenza								
E01	2.1	8.300	M	SOx	800*	M					6.64					
				NOx	250	M					2.075					
				Polveri	30	M					0.249					
				CO	100	M					0.83					
				COT	20	M					0.166					
				HCl	20	M					0.166					
				H ₂ S	3	M					-					
NH ₃	20	M														
E02	2.1	10.830	M	SOx	800*	M					8.664		69.312			
				NOx	250	M					2.7075		21.660			
				Polveri	30	M					0.3249		2.589			
				CO	100	M					1.083		8.664			
				COT	20	M					0.2166		1.733			
				HCl	20	M					0.2166		1.733			
				H ₂ S	3	M					0.03249		260			
NH ₃	20	M					0.2166		1.733							
E03	2.1	-	-	Utilizzato solo in casi di emergenza												
				SOx	800*	M							2.325			
				NOx	250	M							0.279			
				Polveri	30	M							0.93			
				CO	100	M							0.186			
				COT	20	M							0.186			
				HCl	20	M							0.0279			
				H ₂ S	3	M							0.186			
				NH ₃	20	M							2.325			
				SOx	800*	M							8.616		68.928	
				NOx	250	M							2.6925		21.540	
				Polveri	30	M							0.3231		2.585	
				CO	100	M							1.077		8.616	
COT	20	M							0.2154		1.723					
HCl	20	M							0.2154		1.723					
H ₂ S	3	M							0.03231		258					
NH ₃	20	M							0.2154		1.723					

PIC



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

E15	1.1.1.8	18.900	M	COT	HS	100	B	1.89	15.120
						5	B	0.01	756
E16	4	2.850	M	Polveri	NOx	10	B	0.0285	17
						250	B	0.925	7.400
E17	5	3.700	M	CO	Polveri	300	B	1.11	8.880
						5	B	0.0185	148
						-	B	-	-

Note

*Nel caso di limiti ponderati relativi a più camini (es. bolla di raffineria), riportare il limite ponderato, indicando in nota i camini a cui è riferito; le concentrazioni massime o medie devono essere riferite al singolo camino.

† Indicare la frequenza di misura: annuale (a), bimestrale (b-b), mensile (m), semestrale (s-m), trimestrale (t-m), quadrimestrale (q-m), giornaliera (g), settimanale (s), o altro (specificare).

‡ Indicare un valore di concentrazione dell'inquinante coerente con la base temporale del limite, con il relativo impegno di riferimento e con le altre condizioni prescritte per la verifica di conformità, che il gestore ritenga rappresentativo del punto di emissione, individuato tra tutte le misure effettuate nel corso dell'anno di riferimento, rimandando all'allegato B.26 le registrazioni di tutte le suddette misure.

* Il valore di 800 mg/Nm³ corrisponde a quello attualmente autorizzato. Come dettagliato in scheda D, in coerenza con le BATC, il gestore dell'impianto si impegna

a ridurre le concentrazioni di SOx cercando di raggiungere il valore limite di 600 mg/Nm³

** Flussi di massa calcolati come prodotto della concentrazione limite per la portata alla massima capacità produttiva ed espressi in kg/h

*** Flusso di massa calcolato considerando il seguente assetto:

- Caldaia Bono (avente portata maggiore della caldaia Therna) e relativo forno F102A (E.2, E.5) attivi per tutto l'anno;

- Impianto di cogenerazione (E17);

- Impianto VEPAL (E15);

per un funzionamento pari a 8.000 ore/anno.

I flussi di massa relativi alla caldaia Therna e relativo forno (E.1, E.4) non vengono dunque calcolati in quanto queste unità funzionano in alternativa alla caldaia

Bono e al relativo forno.

Per l'emissione E16, non essendo questa legata alla produzione, è possibile considerare un flusso di massa alla massima capacità autorizzata pari a quello

registrato nel 2015.

Nota: il limite ponderato riferito alla bolla di raffineria è relativo ai camini E01, E02, E04, E05.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Il forno **F106 OX** ha assunto una funzione di riserva entrando in esercizio solo in caso di manutenzione e/o disservizio delle caldaie BONO e THERMA. In particolare il Gestore dichiara che, durante il 2015 è stato messo in esercizio solo per effettuare brevi prove di funzionamento e per il campionamento delle emissioni in atmosfera previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo.

All'impianto **VEPAL** vengono convogliati tutti gli sfiati dei serbatoi contenenti bitume e bitume ossidato, e dei punti di carico bitumi. Tale impianto ha il compito di smaltire i vapori di bitume mediante un lavaggio in controcorrente con miscela di acqua e soda. Il Gestore dichiara che recentemente si è provveduto ad un potenziamento della capacità del VEPAL in modo da riuscire a trattare una portata di 28.000 Nm³/h.

In aggiunta alle emissioni sopra descritte sono presenti in impianto alcune ulteriori emissioni che il Gestore ritiene non significative. In particolare il Gestore fa riferimento a: scarichi di emergenza, cappe da laboratorio, caldaie, valvole di sicurezza, fornelli di recupero dei prodotti petroliferi, carico di gasolio flussante, zona di colaggio bitume in stampi.

Di seguito si riportano nel dettaglio tali fonti di emissione specificando la fattispecie relativa secondo l'art. 272 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e il connesso Allegato IV alla Parte Quinta del decreto (in corsivo le dichiarazioni del Gestore):

- *Sono presenti 2 Gruppi elettrogeni alimentati a gasolio, aventi rispettivamente potenzialità pari a 400 e 280 kW. Tali dispositivi rientrano nella fattispecie bb) Parte I dell'Allegato IV alla Parte Quinta del DLgs 152/06: "bb) Impianti di combustione, compresi i gruppi elettrogeni e i gruppi elettrogeni di cogenerazione, [...], e di potenza termica inferiore a 1 MW, alimentati a gasolio, come tale o in emulsione, o a biodiesel". Sono quindi tra le attività in deroga di cui all'art. 272 per le quali non è necessaria autorizzazione;*
- *Sono presenti 4 caldaie di riscaldamento, ognuna delle quali ha potenza inferiore a 50 kW. Nel dettaglio si contano 2 caldaie a servizio della palazzina uffici, 1 caldaia a servizio della palazzina mensa/sala riunioni e spogliatoi ed 1 caldaia a servizio degli uffici di raffineria. Tali dispositivi rientrano nella fattispecie dd) Parte I dell'Allegato IV alla Parte Quinta del DLgs 152/06: "dd) Impianti di combustione alimentati a metano o a GPL, di potenza termica nominale inferiore a 3 MW". Sono pertanto da considerarsi quali attività in deroga;*
- *Il carico di gasolio flussante ed il colaggio del bitume in stampi ricadono tra le attività ricomprese nella fattispecie o) dello stesso allegato: "Stoccaggio e movimentazione di prodotti petrolchimici ed idrocarburi naturali estratti da giacimento, stoccati e movimentati a ciclo chiuso o protetti da gas inerte" e sono pertanto a loro volta da considerare quali attività in deroga. Nel dettaglio sono presenti due postazioni di carico del gasolio flussante, ognuna delle quali è attrezzata con un sistema di recupero vapori, e due aspiratori radiali per aria ambiente a servizio dei locali adibiti al colaggio del bitume in stampi;*
- *Il fornello di recupero dei prodotti petroliferi può essere ricompreso nella fattispecie cc) "Impianti di combustione alimentati ad olio combustibile, come tale o in emulsione, di potenza termica nominale inferiore a 0,3 MW" ed è quindi considerabile come attività in deroga. In particolare si specifica che sono presenti in impianto due distinti fornelli: uno di recupero del bitume ossidato, le cui emissioni sono tuttavia convogliate all'impianto VEPAL, ed uno di recupero del bitume non ossidato, che, come descritto, costituisce una fonte di emissione non significativa;*



**Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna**

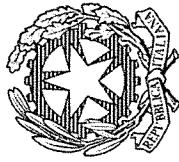
- *Le cappe da laboratorio ricadono invece nella fattispecie jj) "Laboratori di analisi e ricerca, impianti pilota per prove, ricerche, sperimentazioni, individuazione di prototipi" e di conseguenza sono anch'esse da considerarsi come attività in deroga. Sono in particolare presenti 9 cappe di aspirazione, 8 delle quali sono dotate di certificazione.*

I punti di emissione sopra elencati erano citati nell'autorizzazione settoriale rilasciata con Provvedimento n. 447 del 09/09/2002 dalla Provincia di Ravenna, senza alcuna indicazione in merito a limiti alle concentrazioni di inquinanti in quanto emissioni non significative.

Torcia d'emergenza

Relativamente alla torcia di Raffineria (emissione E18) il Gestore ha fornito i seguenti dati:

B.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza alla capacità produttiva									
n. progressivo	Sigla	Descrizione	Georeferenziazione	Posizione amministrativa	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente	Campionamento (Manuale-M /Automatico-A)
					Unità e dispositivi tecnici collegati	Sistema di recupero gas (S/NO)			
I	E18	Torcia di sicurezza	Rif. Elaborato B20 - (Planimetria delle emissioni in atmosfera)	E	Valvole di sicurezza, Sfiato in condensabili da impianto di distillazione, bonifiche su macchine, linee e apparecchiature contaminate	NO	0,23 t/g	973 t/g	A



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

E.2.3 Torce di emergenza													
Sigla Torcia	Portata massima giornaliera di gas (soglia) per condizioni di sicurezza (tonnellate/giorno)	Evento superamento soglia (data)	Descrizione evento	Durata evento (ore/giorni)	Causa dell'evento	Unità o gruppo di unità coinvolte/ responsabili	Quantità emessa (ton)	Comunicazione all'A.C. (estremi note comunicazioni)	Totale quantità emessa per singola torcia dal rilascio dell'AIA (tonnellate/anno)				
									anno 2014	anno 2015	anno		
E18		11/09/14	Evento torcia	24 minuti	Prove di funzionalità del gas cronotografo a seguito di interventi di manutenzione straordinaria	Impianto distillazione	0,064	Prot. L/373/14 del 10/11/14					
		24/09/14	Evento torcia	7 minuti	Trasporto forno durante riparazione impianto distillazione	Impianto distillazione	0,025	Prot. L/373/14 del 10/11/14					
		22/12/14	Evento torcia	18 minuti	Benefica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	0,039	Prot. L/54/15 del 18/02/15					
		23/12/14	Evento torcia	24 ore	Benefica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	4,689	Prot. L/54/15 del 18/02/15	19,6	0,11			
		24/12/14	Evento torcia	11 ore 55 minuti	Benefica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	1,857	Prot. L/54/15 del 18/02/15					
		25/12/14	Evento torcia	14 ore 9 minuti	Benefica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	7,632	Prot. L/54/15 del 18/02/15					



**Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna**

E.2.3 Torce di emergenza									
Sigla Torcia	Portata massima giornaliera di gas	Evento superamen	Descrizione evento	Durata evento	Causa dell'evento	Unità o gruppo di	Quantità emessa	Comunicazione all'A.C. (estremi)	Totale quantità emessa per singola torcia dal rilascio dell'AIA (tonnellate/anno)
EIS		26/12/14	Evento torcia	4 minuti	Bonifica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	0,227	Prot. L/54/15 del 18/02/15	
		28/12/14	Evento torcia	5 ore 2 minuti	Bonifica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	5,011	Prot. L/54/15 del 18/02/15	
		11/03/15	Evento torcia	13 minuti	Prove di funzionalità del muratore di portata a seguito di interventi di manutenzione straordinaria	Impianto distillazione	0,016	Prot. L/145/15 del 08/05/15	
		19/03/15	Evento torcia	7 minuti	Transitorio forno durante ripartenza impianto distillazione	Impianto distillazione	0,028	Prot. L/145/15 del 08/05/15	
		27/04/15	Evento torcia	9 minuti	Transitorio forno durante ripartenza impianto distillazione causata da black-out generale	Impianto distillazione	0,062	Prot. L/145/15 del 08/05/15	
		16/10/15	Evento torcia	3 minuti	Transitorio forno durante ripartenza impianto distillazione causata da black-out generale	Impianto distillazione	0,007	Prot. L/324/15 del 15/12/15	



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

E.2.3 Torce di emergenza									
Sigh Torcia	Portata massima giornaliera di gas	Evento superamen	Descrizione evento	Durata evento	Causa dell'evento	Unità o gruppo di	Quantità emessa	Comunicazione all'A.C. (estremi)	Totale quantità emessa per singola torcia dal rilascio dell'AIA (tonnellate/anno)
E18	n.a. (durante la normale operatività dell'impianto distillazione non avviene alcun intro in contromano di gas a torcia in relazione alle specificità procedurali della raffinazione)	04/01/16	Evento torcia	15 minuti	Bonifica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	0,046	Prot. L.49/16 del 02/03/16	
		07/01/16	Evento torcia	4 minuti	Bonifica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	0,010	Prot. L.49/16 del 02/03/16	
		08/01/16	Evento torcia	22 ore 55 minuti	Bonifica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	4,168	Prot. L.49/16 del 02/03/16	
		09/01/16	Evento torcia	20 ore 30 minuti	Bonifica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	3,988	Prot. L.49/16 del 02/03/16	
		10/01/16	Evento torcia	2 ore 34 minuti	Bonifica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	0,396	Prot. L.49/16 del 02/03/16	
		19/01/16	Evento torcia	5 minuti	Bonifica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	0,012	Prot. L.49/16 del 02/03/16	
		10/02/16	Evento torcia	23 minuti	Bonifica linee per manutenzione programmata impianto distillazione	Impianto distillazione	0,166	Prot. L.49/16 del 02/03/16	



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

E.2.3 Torce di emergenza																				
Sigla Torcia	Portata massima giornaliera di gas n.a.	Evento superamento	Descrizione evento	Durata evento	Causa dell'evento	Unità o gruppo di	Quantità emessa	Comunicazione all'A.C. (estremi)	Totale quantità emessa per singola torcia dal rilascio dell'AIA (tonnellate/anno)											
E18	(durante la normale operatività dell'impianto di nillazione non avviene alcun intro in contano di gas a torcia in relazione alle specificità procedurali della raffineria)	18/02/16	Evento torcia	14 minuti	Transitorio forno durante ripartenza impianto di nillazione	Impianto di nillazione	0,043	Prot. L/49/16 del 02/03/16												
		18/03/16	Evento torcia	5 minuti	Transitorio forno durante ripartenza impianto di nillazione	Impianto di nillazione	0,027	Prot. L/109/16 del 17/05/16												



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Relativamente alla composizione del gas inviato in torcia, il Gestore rimanda ai risultati trasmessi all'interno dell'Allegato 2 al report annuale "*RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO*".

In allegato B.26_bis, alla nota prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, il Gestore ha fornito la tabella relativa alla registrazione dei periodi di attivazione della torcia nell'anno 2015.

In Allegato E.8 alla nota prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, il Gestore ha fornito il Manuale Utente "supervisione gascromatografia PGC5000", relativo al sistema di monitoraggio per la valutazione dei gas inviati in torcia e le tabelle relative agli eventi di attivazione della torcia verificatisi negli anni 2014, 2015 e 2016.

Dall'analisi di tali risultati di monitoraggio si evince che la composizione media del gas inviato in torcia comprende i seguenti composti (in percentuali estremamente variabili a seconda dell'evento registrato):

- CO₂
- H₂O
- C₁ (Metano)
- C₂ (Etano)
- C₃ (Propano)
- C₄ (Butano)
- C₅ (Pentano)
- C₆-C₁₂

Si riportano, nelle seguenti figure, le composizioni relative agli eventi registrati, suddivisi per anno.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

EVENTI TORCIA 2014

COMPOSIZIONE									
CO ₂	AIR	H ₂ O	C ₁ Metano	C ₂ Etano	C ₃ Propano	C ₄ Butano	C ₅ Pentano	C ₆ -C ₁₂	TOI
% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol
			97,0	3,0					100,0
			99,0	1,0					100,0
			99,0	1,0					100,0
			97,1	2,9					100,0
			97,1	2,9					100,0
			95,9	4,1					100,0
			95,5	4,5					100,0
			95,5	4,5					100,0
			95,5	4,5					100,0
			95,5	4,5					100,0
			97,9	2,1					100,0
	13,4		93,2	3,4					100,0
	3,7		92,7	3,6					100,0
	0,4	4,0	91,7	3,9					100,0
	0,4	4,0	91,7	3,9					100,0
	0,4	4,0	91,7	3,9					100,0
	0,4	4,0	91,7	3,9					100,0



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

EVENTI TORCIA 2015

COMPOSIZIONE									
CO ₂	AIR	H ₂ O	C ₁ Metano	C ₂ Etano	C ₃ Propano	C ₄ Butano	C ₅ Pentano	C ₆ -C ₁₂	TOT
% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol
0,18	1,39	0,13	87,45	4,7	3,1	1,3	0,05	1,70	100
0,04	0,54	0,0	94,44	4,9	0,0	0,0	0,00	0,04	100
0,0	0,5	0,0	94,2	5,2	0,0	0,02	0,0	0,0	100
1,0	20,0	1,8	68,6	1,8	2,7	2,3	0,1	1,7	100
2,0	0,7	1,3	52,2	1,3	13,1	25,8	0,6	2,9	100,0
0,3	1,1	0,7	57,6	0,9	9,9	26,7	0,6	2,3	100,0
0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0

EVENTI TORCIA 2016

COMPOSIZIONE									
CO ₂	AIR	H ₂ O	C ₁ Metano	C ₂ Etano	C ₃ Propano	C ₄ Butano	C ₅ Pentano	C ₆ -C ₁₂	TOT
% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol	% vol
0,18	1,39	0,13	87,45	4,7	3,1	1,3	0,05	1,70	100
0,04	0,54	0,0	94,44	4,9	0,0	0,0	0,00	0,04	100
0,0	0,5	0,0	94,2	5,2	0,0	0,02	0,0	0,0	100
1,0	20,0	1,8	68,6	1,8	2,7	2,3	0,1	1,7	100
2,0	0,7	1,3	52,2	1,3	13,1	25,8	0,6	2,9	100,0
0,3	1,1	0,7	57,6	0,9	9,9	26,7	0,6	2,3	100,0
0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

5.8 Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato

Emissioni fuggitive

Presso la raffineria è implementata la routine di monitoraggio denominata LDAR – Leak Detection And Repair – per la quantificazione e riduzione delle emissioni fuggitive. L'attività di censimento e di compilazione del database è stata realizzata nei termini prescritti dal Piano di Monitoraggio e Controllo allegato all'Autorizzazione Integrata Ambientale, pertanto la compilazione dell'inventario delle sorgenti è stato effettuato classificandole per tipo di componenti, per fase del fluido contenuto, localizzandole all'interno di una linea di processo, di un P&ID e presso l'impianto ed assegnando ad esse tutte le attribuzioni prescritte nei dispositivi. La classificazione del singolo componente è tale che esso può essere univocamente individuato, per permettere la ripetitività delle ispezioni presso il medesimo componente nelle successive campagne di monitoraggio cosicché, ad ogni successivo monitoraggio relativo all'i-esimo componente si accumulerà un dato che sarà confrontabile con il precedente. I dati acquisiti vengono accumulati nella ROM del COV Analyser e solo al termine trasferiti al database che provvede allocarli ai componenti di riferimento.

I monitoraggi vengono eseguiti con la tecnica CWP (FID), funzionale all'acquisizione dei dati per ogni sorgente. I dati saranno successivamente riversati nel database per le elaborazioni e le sorgenti divergenti rispetto alla Leak Definition di 10.000 ppmv vengono etichettate in campo con targhetta metallica per segnalare che il componente deve essere riparato.

I dati raccolti con tecnica CWP vengono poi elaborati con le equazioni di correlazione della UNI EN 15446 per l'elaborazione della stima emissiva. Per l'elaborazione delle letture con le equazioni di correlazione viene utilizzato il fattore di risposta $RF = 1$.

Il Gestore dichiara che il database renderà disponibili attraverso delle *queries* tutte le informazioni di cui alle prescrizioni del Piano di Monitoraggio e Controllo.

Alla conclusione di ogni intervento ispettivo, viene inviata al referente LDAR interno ad Alma Petroli, indicando per ciascun componente il numero di TAG, l'impianto e l'area di appartenenza, una notifica riepilogativa dei componenti divergenti. Il referente Alma provvede alla loro annotazione in un apposito registro unitamente alla data di notifica, alla programmazione dell'intervento di manutenzione e alla successiva rilevazione FID per verificare se il componente è rientrato nei limiti prescritti.

La raffineria Alma Petroli ha adottato questa routine a partire dal novembre 2011. Il Gestore evidenzia che, a seguito dell'ultima campagna ispettiva 2015, l'indice di divergenza rispetto ai punti monitorabili totali ottenuto è stato dello 0,00% (nessuna divergenza rilevata su 7.770 componenti monitorabili). In relazione al periodo di 8.760 ore (condizione convenzionale equivalente ad 1 anno di servizio continuo) l'emissione COV computata come media tra due ispezioni consecutive, come indicato nella norma europea UNI EN 15446, è stata pari a 0,60 tonn/anno.

Relativamente all'applicazione dell'LDAR il Gestore ha fornito i seguenti dati:



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Fase/unità	n. sorgenti identificate/censite	Tipologia sorgenti	Componenti monitorati almeno 1 volta (% sul totale)	n. interventi di riparazione/manutenzione dal rilascio dell'AIA (% sul totale)	n. interventi di sostituzione dal rilascio dell'AIA (% sul totale)	Emissioni totali 2015 (t/anno COV)
1.1-1.2-1.6-1.7-1.8	2.744	Agitatori, fine linea, flange, pompe, valvole di sicurezza	2.374 (86,5%)	2 (0,07%)	2 (0,07%)	-
1.3-1.4-1.5	6.190	Fine linea, flange, pompe, valvole di sicurezza	5.396 (87,2%)	1 (0,02%)	3 (0,05%)	-
TOTALE	8.934		7.770	3	5	0,6

Il Gestore dichiara inoltre che nel corso delle campagne eseguite nell'anno 2015, non è stato rilevato alcun componente al di sopra della soglia di 10.000 ppmv.

In allegato E9.2 alla nota acquisita al prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, il Gestore ha presentato una relazione descrittiva del protocollo LDAR utilizzato in raffineria per la stima delle emissioni fuggitive oltre al rapporto ispettivo relativo all'applicazione del protocollo LDAR nell'anno 2015.

Emissioni diffuse

Il Gestore dichiara che in stabilimento sono presenti 56 serbatoi contenenti prodotti petroliferi e bitumi.

In via del tutto generale, il Gestore suddivide i serbatoi di stoccaggio in due categorie, ognuna delle quali presenta differenti tipologie di emissioni in atmosfera: serbatoi a tetto fisso e serbatoi a tetto mobile.

Nei serbatoi a tetto fisso sono presenti due tipologie di emissioni:

- emissioni per respirazione, dovute alla normale respirazione del serbatoio; durante il giorno, l'innalzamento della temperatura rispetto alla notte fa sì che aumenti la pressione interna al serbatoio, il che causa l'apertura di una valvola che permette l'uscita di parte dei vapori presenti nel "cielo libero" del serbatoio e quindi il ripristino della pressione fissata per il serbatoio;
- emissioni per movimentazione, originate da ogni innalzamento del livello del liquido contenuto nel serbatoio, che ugualmente causa l'apertura di una valvola per l'uscita del gas in eccesso e il ripristino della pressione fissata per il serbatoio.

In entrambi i casi, i vapori contenuti nel cielo libero del serbatoio, che vengono poi immessi in atmosfera, presenteranno una certa concentrazione della sostanza stoccata. Tale concentrazione sarà minore o al massimo uguale alla concentrazione di equilibrio della sostanza in esame nelle condizioni presenti al momento.

Per i serbatoi a tetto mobile sono possibili tre tipologie di emissioni:

- perdite dall'anello di tenuta del tetto mobile, dovute alle imperfezioni della tenuta circolare, ad anello, esistente tra la parete esterna, fissa, e il tetto mobile del serbatoio;



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- perdite dalle varie apparecchiature/portelli/dispositivi presenti sul tetto mobile, sono originate da tutti i portelli o aperture, strumenti di misura, o altre apparecchiature, presenti sul tetto mobile del serbatoio, e dalle aperture necessarie per il passaggio delle colonne lungo le quali scorre il tetto. In particolare, sono dovute ancora a imperfezioni nelle tenute, o anche, nel caso per esempio dei portelli, a vere e proprie aperture degli stessi;
- emissioni per abbassamento del livello del liquido contenuto nel serbatoio, generalmente abbastanza limitate, e si generano perché, ad ogni abbassamento del tetto mobile, viene scoperta una parte di parete fissa che era fino a pochi istanti prima a contatto col liquido. Questa parete sarà quindi “bagnata” da un sottile strato di liquido, che poi evaporerà disperdendosi in atmosfera.

La procedura di stima delle emissioni diffuse in atmosfera connesse all'attività di stoccaggio dei prodotti petroliferi (sia in serbatoi a tetto galleggiante che a tetto fisso) impiegata dall'Alma Petroli e fondata sull'utilizzo delle equazioni sviluppate dall'American Petroleum Institute (API).

La procedura di calcolo non è stata applicata dal Gestore ai serbatoi contenenti bitumi e bitumi ossidati, poiché gli sfiati di questi ultimi vengono convogliati all'impianto VEPAL, in cui vengono trattati.

Nell'ottica di una riduzione delle emissioni diffuse in atmosfera, Alma Petroli ha apportato nel tempo delle modifiche impiantistiche ad alcuni serbatoi dedicati allo stoccaggio di prodotti semilavorati, arrivando a ridurre fino al 70% le emissioni diffuse nell'ultimo decennio.

Nella tabella alla pagina seguente si riportano i risultati delle stime delle emissioni diffuse condotte per l'anno 2015.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

N° serbatoio	Prodotto stoccato	Emissioni annue	
		lbs	kg
Emissioni da serbatoio TETTO FISSO			
1	gasolio ATZ	23.218	10.532
2	semilavorati pesanti	1.159	526
7	gasolio ATZ	34.318	15.566
8	olio combustibile	1.434	650
9	CBT (+ OC)	13	6
12	olio combustibile	6	3
15	olio lubrificante base	8	4
16	olio lubrificante base	8	4
21 ⁽¹⁾	virgin naphta	1.616	733
23	semilavorato medio	291	132
24	semilavorato medio	281	127
25	olio combustibile	526	238
26	CBT (+ OC)	5	2
44	semilavorato medio	347	158
45	semilavorato medio	364	165
46	semilavorato medio	112	51
69	olio combustibile	27	12
70	slop	27	12
104	soda fresca	-	-
105	soda esausta	-	-
TOTALE emissioni da TETTO FISSO		63.759	28.921
Emissioni da serbatoio TETTO GALLEGGIANTE			
4	grezzo	2.288	1.038
5	grezzo	2.406	1.091
6 ⁽²⁾	grezzo	527	239
22	virgin naphta	2.160	980
107	virgin naphta	2.222	1.008
108	virgin naphta	2.222	1.008
109	virgin naphta	2.222	1.008
110	virgin naphta	2.393	1.085
111	virgin naphta	2.393	1.085
TOTALE emissioni da TETTO GALLEGGIANTE		18.832	8.542

Totale emissioni COT anno 2015	lbs	kg
		82.591



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

In allegato E9.1 alla nota acquisita al prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, il Gestore ha presentato il metodo utilizzato per la stima delle emissioni diffuse utilizzato in raffineria e ha fornito i dati di stima delle stesse relativamente agli anni 2013, 2014 e 2015.

5.9 Sistemi di abbattimento

L'impianto (VEPAL) di depurazione fumi provenienti dai serbatoi di stoccaggio bitume e dall'ossidazione dello stesso è principalmente costituito da un abbattitore ad umido con due sezioni di lavaggio: la prima sezione è rappresentata da un venturi a gola variabile e la seconda da una torre a riempimento statico.

Il Gestore dichiara che il funzionamento dell'impianto avviene nel modo seguente: i fumi, provenienti dall'ossidazione bitume e dai serbatoi di stoccaggio, arrivano al venturi, attraversandolo dall'alto verso il basso, e in esso sono sottoposti alla prima fase di lavaggio. L'acqua iniettata nel venturi e trascinata dal gas, attraversa la gola a velocità molto elevata subendo una forte nebulizzazione per effetto cinetico. In questo modo si crea una grandissima superficie di contatto liquido-gas con una prima notevole captazione di inquinanti. Dopo il venturi, tutto il fluido passa alla torre, ove l'acqua del primo lavaggio si separa dal gas e torna nella vasca di riciclo mentre l'aeriforme sale verso l'alto e, attraversando la zona con i corpi di riempimento, è sottoposto alla seconda fase di lavaggio per azione dell'acqua iniettata nella stessa torre. Il gas attraversa quindi il demister, si libera della presenza di eventuali goccioline d'acqua e viene emesso in atmosfera attraverso il ventilatore esaustore ed il camino.

Tutto il liquido di lavaggio ritorna nella vasca di riciclo, all'interno della quale è posto il disoleatore atto a raccogliere e scaricare l'olio abbattuto che decanta sulla superficie dell'acqua. Vi è poi la centralina di dosaggio per la soluzione alcalina, necessaria a neutralizzare i composti di natura acida. Questa soluzione, per mezzo di un'apposita pompa dosatrice comandata automaticamente dal regolatore di pH, viene immessa nella vasca di riciclo tale da mantenere il pH dell'acqua di lavaggio sempre ad un buon livello basico (non inferiore a 8,5). Infine il quadro elettrico di comando e potenza completa l'elenco dei principali componenti, permettendo il completo funzionamento dello stesso impianto.

Il Gestore dichiara che anche sui gruppi termici BONO e THERMA sono stati realizzati degli interventi a valle dei recuperi degli sfiati delle colonne di ossidazione installando un ciclone per aumentare l'abbattimento degli inquinanti previa condensazione, diminuendo così i rilasci in atmosfera. Tale recupero sarà presente su entrambi i gruppi termici BONO anche nella configurazione modificata.

E' presente un sistema di lavaggio della corrente di off-gas da avviare a combustione e proveniente dall'unità di distillazione del petrolio greggio (fase/reparto 1.3) che ha lo scopo di eliminare l'idrogeno solforato (H_2S) dalla corrente gassosa, tramite un lavaggio con soda ($NaOH$).

Il Gestore dichiara che il sistema è stato dimensionato considerando conservativamente una portata di gas acido da inviare al lavaggio pari al doppio della portata operativa tipica.

La corrente gassosa, contenente idrogeno solforato, proveniente dai sistemi di condensazione di testa delle due colonne di preflash e distillazione sotto vuoto entra dal fondo della colonna di assorbimento C210 ed incontra una corrente liquida di soda. La soda, dopo aver assorbito l'idrogeno solforato, ricade per gravità dalla colonna nel polmone di accumulo B210. Il liquido presente nel serbatoio viene aspirato da una delle due pompe di ricircolo e rilanciato alla testa della C210 come fluido di assorbimento. Dopo un periodo variabile da 12 a 48 ore il contenuto di soda attiva diminuisce fino ad



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

un valore tale per cui il processo di assorbimento non è più efficiente ed è quindi necessario sostituire la soda esausta con una miscela di acqua e soda fresca.

Le soluzioni esauste prodotte durante il ricambio vengono isolate temporaneamente in un polmone di accumulo comune all'impianto di lavaggio della virgin nafta (B211) e da qui trasferite al S105 (serbatoio da 150 Mc circa) o, in alternativa, al S106SE (serbatoio da 50 Mc) da cui vengono conferite come rifiuto. La soda caustica utilizzata come reagente per l'esercizio dei due impianti (abbattimento sfiati e lavaggio virgin nafta) proviene dal serbatoio S104 (serbatoio da 150 Mc circa) o, in alternativa, dal S106SF (serbatoio da 50 Mc).

Per quanto concerne la resa di abbattimento dell'idrogeno solforato, il Gestore dichiara che si raggiunge un valore $\geq 98,5\%$, passando dal valore in ingresso medio di 3,78 Kg/h (pari a 37.600 ppm) ad uno medio in uscita inferiore ad 1 ppm.

Per quanto riguarda l'impatto emissivo derivante dall'impianto di cogenerazione sono stati implementati i seguenti interventi:

- La camera di combustione del motore prescelto adotta una combustione con "miscela magra", quindi a bassa produzione/formazione di NOx (lean-NOx), che consente di traguardare una concentrazione in uscita inferiore a 250 mg/Nm³. Non è invece installato alcun sistema di abbattimento catalitico degli ossidi di azoto (NOx) a valle della combustione.
- L'impianto è dotato di sistema di abbattimento catalitico del monossido di carbonio (CO) sui fumi di scarico. Tale sistema consente di traguardare una concentrazione di CO in uscita dal camino intorno a 300 mg/Nm³, contro i 1.000 mg/Nm³ che si avrebbero senza detto sistema catalitico.

5.10 Monitoraggio delle emissioni in atmosfera

I punti di emissione convogliata sono monitorati con frequenza bimestrale; in particolare, il personale Alma Petroli, avvalendosi di laboratori analitici esterni qualificati, effettua monitoraggi sugli inquinanti presenti nelle emissioni, come previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo previsto dall'Autorizzazione Integrata Ambientale attualmente vigente. Il Sistema di Gestione Ambientale di Alma Petroli prevede lo studio delle prestazioni ambientali conseguenti al controllo esercitato sui propri aspetti ambientali mediante opportuni indicatori.

Sui camini E01 (Caldaia Therma), E02 (Caldaia Bono), E04 (forno F102) ed E05 (forno F102A) è installato un Sistema di Monitoraggio in Continuo delle Emissioni (SME) per i parametri portata, temperatura, umidità, pressione, tenore di ossigeno dei fumi, polveri, NOx, SOx, CO, COT e HCl. Il Gestore dichiara che il sistema SME viene gestito in conformità con quanto previsto dalla norma EN 14181.

Il Gestore dichiara che anche il Camino E19 collegato alla nuova Caldaia BONO, sarà dotato di un Sistema di Monitoraggio in Continuo delle Emissioni (SME) per i parametri portata, temperatura, umidità, pressione, tenore di ossigeno dei fumi, polveri, NOx, SOx, CO, COT e HCl e che il sistema SME verrà gestito in conformità con quanto previsto dalla norma EN 14181.

Nel dicembre del 2000 è stato sottoscritto da Alma Petroli il "Protocollo d'intesa per il monitoraggio della qualità dell'aria" tra la Provincia di Ravenna, il Comune di Ravenna, l'Associazione degli Industriali di Ravenna e le Aziende dell'Area chimica di Ravenna, che prevede un controllo delle emissioni in atmosfera.

In allegato B.26_bis, alla nota prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, il Gestore ha fornito la tabella relativa alle misurazioni dello SME per l'anno 2015.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

5.11 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

Si riporta la descrizione fornita dal Gestore di tutti gli scarichi finali di Alma Petroli S.p.A., con dettaglio specifico dei relativi scarichi parziali.

Tutti gli scarichi descritti successivamente e i relativi impianti di raccolta e convogliamento sono regolamentati dall'Autorizzazione Integrata Ambientale vigente.

Le attività Alma Petroli portano alla formazione di due scarichi principali:

- ✓ **SF1:** scarico tramite due tubazioni distinte che conferiscono all'impianto esterno di trattamento della società SAI due tipologie di reflui:
 - **Tipologia 1:** costituiti dalle acque reflue industriali derivanti dall'attività di raffinazione di oli minerali pesanti e produzione di bitumi;
 - **Tipologia 2:** costituiti da:
 - acque meteoriche di dilavamento in eccedenza rispetto ai quantitativi riutilizzati. In caso di eventi meteorici rilevanti, l'eventuale eccedenza di acque meteoriche, rispetto alla capacità del serbatoio di equalizzazione (S71) in cui vengono raccolte le stesse prima di essere inviate al trattamento interno ed al successivo recupero, viene inviata tramite la suddetta tubazione diretta all'impianto di trattamento SAI. Prima dell'invio al depuratore esterno, le acque subiscono un pretrattamento all'interno delle celle API denominate 1A/1B;
 - acque di prima pioggia;
 - acque derivanti dallo spurgo e dal controlavaggio dei filtri a sabbia e a carboni attivi preposti al trattamento delle acque meteoriche provenienti dalla zona sud-est di raffineria;
 - acque derivanti dallo spurgo e dal controlavaggio del filtro a carboni attivi preposti al trattamento delle acque di falda emunte tramite sistema di Pump&Treat (gestito da Nuova SAIMAR);
 - acque di spurgo da caldaie, torri di raffreddamento e pozzetti piezometrici;
 - acque da scarichi biologici a basso carico inquinante;
 - acque derivanti da sporadiche attività di escavazione (es. well-point).
- ✓ **SF2:** scarico diretto in Canale Candiano: relativo alle acque meteoriche di dilavamento di seconda pioggia raccolte sulle superfici dell'area nord-ovest della raffineria (MN1) e del residuo delle acque provenienti dalle fasi di addolcimento/osmosi inversa della centrale termica (AI2);

Si riportano di seguito i dati forniti dal Gestore con riferimento alla Massima Capacità Produttiva. All'interno della Scheda B.9.1 il Gestore ha fornito anche i dati relativi all'anno di riferimento 2015.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC ALMA Petroli S.p.A. Ravenna

C.9.2 Scarichi idrici (alla capacità produttiva)

Scarico Finale SFI	Georeferenziazione (tipo di coordinate)	Tipologia acque convogliate:	Tecniche di abbattimento applicate all'unità	Portata media annua 99,000	Portata massima mensile	Misuratore portata (SE/NO)
Revettore	Scarico	Tipologia	Tecniche applicate all'unità	Trattamento impianto comune	in Temperatura	Sistema di monitoraggio in continuo
n. Progr. esivo	Georeferenziazioni e coordinate	% in vol	BAT	Denominazione/ Gestore impianto	pH	SE/NO
parziale (sigla)	Fase/ unità o superficie di provenienza	in vol	Conclusioni o BRefs (Rif. n. BAT / Rif. sintetica) Bref	In possesso di AIA (SE/NO)	Inquinanti parametri monitorati continuo	in
1	1	1	Disoleatore	SAI	SI	NO
2	4	1	Disoleatore	SAI	SI	NO
3	1	1	Disoleatore	SAI	SI	NO
4	Piazzali, parco serbatoi	1	Disoleatore	SAI	SI	NO
Totale scarichi parziali	4					

Scarico Finale SFI2	Georeferenziazione (tipo di coordinate)	Tipologia acque convogliate:	Tecniche di abbattimento applicate all'unità	Portata media annua 45,000	Portata massima mensile	Misuratore portata (SE/NO)
Revettore	Scarico	Tipologia	Tecniche applicate all'unità	Trattamento impianto comune	in Temperatura	Sistema di monitoraggio in continuo
n. Progr. esivo	Georeferenziazioni e coordinate	% in vol	BAT	Denominazione/ Gestore impianto	pH	SE/NO
parziale (sigla)	Fase/ unità o superficie di provenienza	in vol	Conclusioni o BRefs (Rif. n. BAT / Rif. sintetica) Bref	In possesso di AIA (SE/NO)	Inquinanti parametri monitorati continuo	in
1	1	1	-	SAI	SI	NO
2	2	1	-	SAI	SI	NO
Totale scarichi parziali	2					



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Il Gestore nella nota di integrazioni prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, ha fornito l'allegato B.21 aggiornato con la georeferenziazione degli scarichi idrici.

Denominazione scarico	m E	m N
SF1	759090,0085	4930461,8750
SF2	759271,8623	4930064,7264

In Allegato A.25 è riportato dal Gestore lo schema a blocchi del sistema fognario dell'impianto in esame.

Il Gestore dichiara che gli invii dei due flussi di scarico SF1 al depuratore SAI vengono normalmente effettuati su due linee distinte ma, in caso di fuori servizio di una linea, è possibile l'utilizzo di una sola linea per il trasferimento di entrambe le tipologie di refluo ma in tempi differenti, previo accordi fra le parti, come definito all'interno del Regolamento di conferimento dei reflui prodotti dalla raffineria Alma Petroli S.p.A. all'impianto di depurazione SAI che disciplina le modalità di trasferimento delle acque definendo i rapporti tra Alma Petroli ed il depuratore esterno, le modalità di controllo dei reflui ed anche la gestione di eventuali anomalie (superamento dei limiti massimi di accettazione definiti in omologa, impossibilità temporanea del depuratore alla ricezione dei reflui, ecc.).

Ogni trasferimento di acque di Tipologia 1 tra Alma Petroli e SAI viene registrato da Alma Petroli annotando le date, gli orari e i volumi di trasferimento, consentendo così la piena rintracciabilità degli scarichi Alma Petroli verso il depuratore SAI.

Nell'anno 2015 sono stati inviati all'impianto SAI un totale di 55.751 m³ di acque, suddivisi in 10.706 m³ di tipologia 1 e 45.045 m³ di tipologia 2.

Il depuratore S.A.I. s.r.l. opera con provvedimento di AIA n. 2264 del 25/07/2014, come modificato dai successivi provvedimenti 1227 del 28/04/2016 e 5849 del 02/11/2017., rilasciato dalla Provincia di Ravenna.

Le acque meteoriche che ricadono sull'impianto di Alma Petroli si suddividono in 2 categorie distinte: le acque meteoriche ricadute nelle aree potenzialmente contaminate (area sud-est) e le acque meteoriche cadute sulle aree nord-ovest.

Le acque meteoriche dell'area nord-ovest dell'impianto vengono raccolte e separate in:

- Acque di prima pioggia pari ad un volume di 165 m³. Vengono raccolte in una vasca di prima pioggia (40 m³) e nel serbatoio S71 (1200 m³): grazie ad opportuni automatismi viene garantita la capacità di accumulo delle acque di prima pioggia ai sensi del D.G.R. 286/05 in relazione alla estensione delle superfici scoperte presenti
- Acque di seconda pioggia che, insieme alle acque provenienti dall'addolcitore presente nella centrale termica, vengono inviate allo scarico in Canale Candiano SF2 solo previa verifica analitica attraverso un analizzatore in linea di TOC, pH e temperatura. E' inoltre presente un campionatore automatico che permette di prelevare un campione medio per ogni evento meteorico sul quale effettuare eventuali ulteriori approfondimenti analitici.

Di seguito, si riporta una tabella che descrive il calcolo dei volumi di acque di prima pioggia originate dall'area Nord-Ovest di raffineria (l'area Sud-Est non è gestita in regime di prima e seconda pioggia).



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Calcolo volumi			
Superficie	Estensione (m ²)	Coefficiente afflusso (φ)	Superficie scolante (m ²)
Superficie impermeabilizzata	30.470	1	30.470
Superficie non impermeabilizzata	8.250	0,3	2.475
Superficie scolante complessiva			32.945
Volume di acque di prima pioggia complessivo: $V_{PP} = 32.945 \text{ m}^2 \times 0,005 \text{ m} = 164,73 \text{ m}^3$			

Una volta stoccate all'interno del serbatoio S71, le acque di prima pioggia dell'area nordovest vengono interamente avviate a pretrattamento interno insieme alle acque meteoriche delle aree potenzialmente contaminate (aree sud-est), per poi essere riutilizzate all'interno dello stabilimento. Le acque meteoriche che si accumulano all'interno delle trincee sottostanti l'area della banchina vengono scaricate per caduta tramite una apposita linea collegata alla rete fognaria interna dell'area sud-est della raffineria. La linea fognaria delle trincee è opportunamente dotata di valvola di sezionamento e le acque raccolte dalla trincea, potenzialmente interessate da sporcamenti associati alle operazioni di carico/scarico navi, vengono in tal modo avviate al sistema di trattamento interno precedentemente descritto per poi essere destinate al riutilizzo.

Il Gestore dichiara che la portata annua delle acque scaricate in Canale Candiano nell'anno 2015 è stata pari a 28.354 m³.

Nella seguente tabella si riepilogano i quantitativi relativi ai due scarichi principali di competenza della raffineria Alma Petroli, entrambi misurati tramite appositi contatori.

Scarico	Tipologia di scarico	Quantitativo (m ³ /anno)
SF1	Collegamento con tubazione all'impianto di trattamento chimico-fisico-biologico (SAI)	55.751
SF2	Scarico in acque superficiali (in Canale Candiano)	28.354

L'impianto di trattamento esterno SAI effettua controlli analitici dei reflui ad ogni invio della Tipologia 1, mentre per la tipologia 2 i controlli sono bisettimanali.

Nelle tabelle seguenti si riportano le emissioni in acqua relative alla Massima Capacità Produttiva per i due scarichi descritti.

Il Gestore nella Scheda B.10.1 ha fornito anche i dati riferiti all'anno di riferimento 2015.

In particolare, il Gestore ha fatto riferimento alle misure effettuate dal depuratore industriale per gli scarichi indiretti e alle misure effettuate dal laboratorio interno di Alma Petroli e dal laboratorio esterno per gli scarichi diretti.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)

Scarico parziale	Scarico finale di recapito	Inquinanti	Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del D-Lgs. 152/06				Concentrazione misurata (mg/l)	Limite attuale (mg/l) (+)		Flusso di massa g/h*	
			NO	Tab 3/A all.5	Tab. 5 all.5	Tab I/A all. 1 - A.2.6. (P/PP)		Continuo (mg/o)	Discontinuo (frequenza)		
Tipologia 1 (All. ADI, ARI)	SFI	TOC	X					1.000		8.581	
		Solidi sospesi	X					1.000		1.024	
		COD	X					10.000		51.028	
		Azoto ammoniacale	X					125		661	
		Azoto totale	X					200		-	
		Fosforo totale	X					50		10	
		Solfuri	X					1.200		4.180	
		Solfiti	X					10		-	
		Cloruri	X					4.000		-	
		Solventi organici aromatici totali			X				500		644
		Idrocarburi totali	X						1.500		1.023
		Azoto nitroso	X						5		-
		Azoto nitrico	X						20		-
		Solventi organici azotati totali			X				20		2
		Ferro	X						50		-
		Arsenico			X				2		-
		Cadmio			X				0,2		-
		Cobalto	X						1		-
		Cromo			X				10		-
		Rame			X				5		-
		Mercurio			X				0,05		-
Nichel			X				5		-		
Piombo			X				0,5		-		
Vanadio	X						0,5		-		
Zinco			X				1		-		

Indicare un valore medio che il Gestore ritiene rappresentativo del punto di emissione, rimandando all'allegato B.27 le registrazioni di tutte le misure effettuate nell'anno di riferimento

* Espressi in kg/anno

(+) I limiti di concentrazione (mg/l) sono i valori definiti dall'omologa per lo scarico al depuratore SAI.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)

Scarico parziale	Scarico finale di recapito	Inquinanti	Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del D-Lgs. 152/06			Concentrazione misurata (mg/l)	Limite attuale (mg/l) (+)		Flusso di massa g/h ⁹	
			NO	Tab 3/A all.5	Tab. 5 all.5		Tab 1/A all. 1 - A.2.6. (P/PP)	Continuo (ng/g/o)		Discontinuo (frequenza)
Tipologia 2 (MI2, AD1, ARI)	SF1	TOC	X					75	1.289	
		Solidi sospesi	X					1.000	2.654	
		COD	X					1.000	3.487	
		Azoto ammoniacale	X					80	408	
		Azoto totale	X					140	-	
		Fosforo totale	X					50	157	
		Solfuri	X					50	20	
		Solfiti	X					20	-	
		Cloruri	X					5.000	45.084	
		Solventi organici aromatici totali			X				30	1
		Idrocarburi totali	X						150	43
		Azoto nitroso	X						5	-
		Azoto nitrico	X						30	-
		Solventi organici azotati totali			X				10	0,1
		Ferro	X						30	-
		Arsenico			X				2	-
		Cadmio			X				0,2	-
		Cobalto	X						1	-
		Cromo			X				10	-
		Rame			X				5	-
		Mercurio			X				0,05	-
Nichel			X				5	-		
Piombo			X				0,5	-		
Vanadio	X						0,5	-		
Zinco			X				1	-		

⁹Indicare un valore medio che il Gestore ritiene rappresentativo del punto di emissione, rimandando all'allegato B.27 le registrazioni di tutte le misure effettuate nell'anno di riferimento

* Espressi in kg/anno

(+) I limiti di concentrazione (mg/l) sono i valori definiti dall'omologa per lo scarico al depuratore SAI.



**Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna**

B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)

Scarico parziale	Scarico finale di recapito	Inquinanti	Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del D.Lgs. 152/06				Concentrazione misurata (mg/l)	Limite attuale (mg/l) (+)		Flusso di massa g/h
			NO	Tab 3/A all.5	Tab. 5 all.5	Tab 1/A all. 1 - A.2.6. (P/PP)		Continuo (mg/o)	Discontinuo (frequenza)	
MINI, AI2	SF2	Solidi sospesi	X					80	-	
		BOD5	X					40	-	
		COD	X					160	-	
		TOC	X					-	-	
		Azoto ammoniacale	X					15	-	
		Azoto nitroso	X					0,6	-	
		Azoto nitrico	X					20	-	
		Azoto totale	X					-	-	
		Fosforo totale	X					10	-	
		Solventi organici aromatici totali				X		0,2	-	
		Solventi organici azotati totali				X		0,1	-	
		Idrocarburi totali	X					5	-	
		IPA	X					-	-	
		Benzene	X					-	-	
		Toluene	X					-	-	
		Xilene	X					-	-	
		Tensioattivi totali	X					2	-	
		Coliformi totali	X					-	-	
		MTBE	X					-	-	
		Fenoli totali				X		0,5	-	
		Ferro	X					2	-	
		Arsenico				X		0,5	-	
		Cadmio				X		0,02	-	
		Cobalto	X					-	-	
		Cromo				X		2	-	
		Rame				X		0,1	-	
		Mercurio				X		0,005	-	
		Nichel				X		2	-	
Piombo				X		0,2	-			
Vanadio	X					-	-			
Zinco				X		0,5	-			

¹Indicare un valore medio che il Gestore ritiene rappresentativo del punto di emissione, rimandando all'allegato B.27 le registrazioni di tutte le misure effettuate nell'anno di riferimento

(+) Ove presenti i limiti di concentrazione sono quelli riferiti agli scarichi in acque superficiali di cui alla Tab.3 All.5 Parte Terza D.Lgs. 152/06. Anche per le sostanze non indicate in tabella è comunque garantito il rispetto dei limiti di cui alla suddetta Tab.3 All.5 Parte Terza D.Lgs. 152/06.

5.12 Rifiuti

Per quanto riguarda la produzione di rifiuti, si riportano le tabelle contenenti i dati relativi alle diverse tipologie di rifiuti prodotti dalle attività svolte da Alma Petroli S.p.A. alla massima capacità produttiva.

All'interno della Scheda B.11.1 il Gestore ha fornito i dati riferiti all'anno di riferimento 2015.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasce/unità di provenienza	Quantità annua prodotta (t/anno)	Produzione specifica (kg/t prodotto)	Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio	
							N° area	Modalità
050103*	Rifiuti di carbone / Morchie depositate sul fondo dei serbatoi	Solido	1.1 1.4 1.5 1.8	303,78	0,552327	(*)	Fusti	D9 / D15
050106*	Fanghi oleosi dalla manutenzione di impianti ed apparecchiature	Liquido	1.1 1.3 1.4 1.5 1.6 1.8 2.1 3.1 3.2	172,64	0,313891	1	Cassone	D9 / D15
050114	Rifiuti prodotti da torri di raffreddamento	Liquido	2.1	2,49	0,004527	(*)	Cassone	D15
060602*	Soda esausta da assorbimento gas	Solido	1.3	793,48	1,442691	28	Serbatoio	D14
120117	Materiale abrasivo di scarto	Solido	4	71	0,129091	(*)	Big Bags	R13
120 21	Dischi per mole ed elettrodi	Solido	4	0,4	0,000727	40	Contenit ore	R13
130205*	olio esausto da cogeneratore	Liquido	5	1,162	0,002113	34	Fusti	R13
150103	Imballaggi in legno	Solido	1.2 1.5 1.7 4	19	0,034545	3	Cassone	R13
150110*	Imballaggi contaminati da sostanze pericolose	Solido	1.1 1.2 1.3 1.4 1.5 1.8 2.1 3.1 3.2 4	4	0,007273	21	Cassone	D14
150111*	Contenitori a pressione vuoti (Bombolette spray)	Solido	4	0,01	1,82E-05	37	Contenit ore	R13
150202*	Rifiuti misti inquinati da idrocarburi	Solido	1.1 1.2 1.3 1.4 1.5 1.6 1.8 2.1 3.1 3.2 4 5	11,62	0,021127	19	Cassone	R13
160213*	Apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi	Solido	1.1 1.2 1.3 1.4 1.5 1.6 1.8 2.1 3.1 3.2 4 5	0,83	0,001509	24	Contenit ore	R13
160214	Apparecchiature fuori uso	Solido	4	0,2	0,000364	13	Contenit ore	R13
160305*	Rifiuti organici contenenti sostanze pericolose	Solido	4	0,0332	6,04E-05	(*)	Fusti	D15
161001*	Acque di processo da ossidazione binuna	Liquido	1.4	134,46	0,244473	(*)	Serbatoio	D9
161106	Inerte da refrattario	Solido	4	0,4	0,000727	(*)	Fusti	D15
170302	Miscelate bituminose, diverse da quelle di cui alla voce 17 03 01*	Solido	4	139,44	0,253527	(*)	Area paviment ata, coperta e recintata	R5



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

170402	Rottami di alluminio	Solido	1.2 1.3 1.4 1.5 1.8 2.1 3.145	4,98	0,009055	4	Cassone	R13
170405	Rottami di ferro	Solido	1.2 1.3 1.4 1.5 1.6 1.8 2.13.145	287,18	0,522145	6	Area pavimentata, coperta e recintata	R13
170411	Cavi di rame ricoperto	Solido	4	1,6	0,002909	7	Cassone	R13
170503*	Terre e rocce contenenti sostanze pericolose	Solido	4	91,3	0,166	15	Area pavimentata, coperta e recintata	D15
170504	Terre e rocce	Solido	4	505	0,918182	(*)	Area pavimentata, coperta e recintata	R13
170603*	Materiali isolanti-Lana di roccia e di vetro	Solido	1.1 1.2 1.3 1.4 1.5 1.6 1.8 2.1 3.1 4 5	26,56	0,048291	20	Big Bags	D15
170904	Materiali inerti da demolizione e costruzione	Solido	4	116	0,210909	(*)	Area pavimentata, coperta e recintata	R13
190813*	Fanghi prodotti da pulizia delle fognature	Liquido	4	7,6	0,013818	45	Cassone	D15
190904	Carbone attivo esaurito	Solido	3.1	1,162	0,002113	31	Big Bags	R7
200121*	Tubi fluorescenti	Solido	4	0,04	7,27E-05	26	Contenitore	R13
200133*	Batterie ed accumulatori esausti	Solido	4	0,2	0,000364	30	Contenitore	R13
200301	Rifiuto speciale accumulabile agli urbani da pulizia piazzali	Solido	1.5 4	24,9	0,045273	8	Cassone	R13

(*) Rifiuti solitamente prodotti a seguito di attività di manutenzione straordinaria pertanto, non essendo prevedibile conoscere le ulteriori produzioni degli stessi non sono state predisposte aree specifiche di deposito temporaneo. In raffineria sono comunque state predisposte delle aree a disposizione per queste tipologie di rifiuto e sono indicate nella "Planimetria dello stabilimento con individuazione delle aree per lo stoccaggio di materie e rifiuti - B22".



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Di seguito si riportano i dati forniti dal Gestore relativamente alle aree di deposito temporaneo.

B.12.1 Aree di deposito temporaneo di rifiuti							
Presenti aree di deposito temporaneo <input type="checkbox"/> no <input checked="" type="checkbox"/> si							
Se si indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m ³): 315							
e compilare la seguente tabella							
N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (tipo di coordinate) ¹	Capacità di stoccaggio (m ³) ²	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, cordolatura, recinzione, sistema raccolta acque meteo, ecc.)	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento/recupero (criterio Temporale T/Quantitativo Q)
1	1		21		Cassone coperto su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	050106*	T
2	3		21		Cassone coperto su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	150103	T
3	4		7		Cassone coperto su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	170402	T
4	6		20		Area pavimentata, coperta, cordolata, con raccolta acque meteo	170405	T
5	7		1		Cassone coperto su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	170411	T
6	8		14		Cassone coperto su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	200301	T
7	13		1		Cassone coperto su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	160214	T
8	15		10		Fusti chiusi su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	170503*	T
9	19		7		Cassone coperto su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	150202*	T
10	20		20		Big bags su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	170603*	T
11	21		14		Cassone coperto su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	150110*	T
12	24		1		Cassone coperto su area pavimentata, con raccolta acque meteo	160213*	T
13	26		1		Cassone coperto su area pavimentata, con raccolta acque meteo	200121*	T
14	28		150		Serbatoio fuori terra	060602*	T
15	30		1		Cassone coperto su area pavimentata, con raccolta acque meteo	200133*	T



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

16	31		1		Big bags su area pavimentata, con raccolta acque meteo	190904	T
17	34		1		Contenitore coperto su area pavimentata, con raccolta acque meteo	130205*	T
18	37		1		Contenitore coperto su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	150111*	T
19	39		1		Big bags su area pavimentata, con raccolta acque meteo	191302	T
20	40		1		Contenitore coperto su area pavimentata, cordolata, con raccolta acque meteo	120121	T
21	45		21		Cassone coperto su area pavimentata, con raccolta acque meteo	190813*	T
22	*		variabile		Big bags, fusti o alla rinfusa coperta, su area pavimentata, con raccolta acque meteo	Rifiuti generati da manutenzione straordinaria	T

In allegato B.22, alla nota prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, il Gestore ha fornito la planimetria aggiornata con la georeferenziazione delle aree di stoccaggio dei rifiuti.

Il Gestore dichiara che la gestione e lo smaltimento dei rifiuti prodotti avviene secondo specifiche procedure emanate all'interno del Sistema di Gestione Integrato Qualità-Ambiente (Procedura A-GES-P2) e nel rispetto della normativa vigente; inoltre sono rigorosamente controllati e monitorati il trasporto e lo smaltimento finale, che vengono eseguiti da aziende specializzate e autorizzate.

I rifiuti prodotti nelle varie aree della raffineria sono raccolti e portati presso i depositi temporanei, eventualmente con l'ausilio di mezzi meccanici. Gli altri rifiuti non derivanti dal ciclo produttivo o gli imballaggi, tra cui plastica e vetro, sono gestiti in raffineria con l'utilizzo di appositi contenitori segnalati.

In allegato B.25, alla nota prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, il Gestore ha fornito la succitata procedura A-GES-P2 con le relative schede.

Il Gestore dichiara che Alma Petroli non effettua alcuna attività di trasporto, stoccaggio, trattamento o smaltimento di rifiuti.

Il Gestore dichiara che all'interno del Sistema di Gestione Integrato Qualità-Ambiente è previsto che ogni fornitore di servizi relativi all'attività di gestione dei rifiuti (che siano essi trasportatori o destinatari finali) sia in possesso delle autorizzazioni previste, che una copia delle suddette autorizzazioni sia archiviata in stabilimento e che ad ogni modifica o rinnovo delle stesse ne sia data immediata comunicazione.

Viste le loro caratteristiche fisico-chimiche, la maggior parte dei prodotti di Alma Petroli viaggia in serbatoi, autobotti o cisterne. L'unico prodotto che richiede un imballaggio è il bitume in pani, i pani di bitume vengono rivestiti di un film di polietilene estensibile e pallettizzati e, in quanto utilizzatrice



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

di imballaggi, secondo quanto previsto dalla normativa vigente in materia di imballaggi, Alma Petroli è iscritta al Consorzio Nazionale degli Imballaggi (CO.NA.I.) dal 23 dicembre 1998.

Il Gestore dichiara che il film di polietilene non è biodegradabile né idrosolubile e, sebbene non contenga chemicals a base di piombo, mercurio e cromo esavalente, è opportuno smaltirne i rifiuti in discariche autorizzate o tramite appropriati inceneritori, assimilandolo ai rifiuti solidi urbani. Il film, pulito e incontaminato può anche essere riciclato presso aziende di rigenerazione.

Il Gestore dichiara che sono stati rimossi tutti i manufatti in materiale contenente amianto presenti all'interno dello stabilimento attraverso piani di lavoro documentati e regolarmente presentati all'Azienda Sanitaria Locale di Ravenna.

Il Gestore inoltre dichiara che, dall'analisi dei libretti degli impianti di condizionamento presenti nell'area della sede e dello stabilimento Alma Petroli sono risultati totalmente assente i gas lesivi dello strato di ozono (Halon e HCFC) mentre, per quanto riguarda i gas fluorurati ad effetto serra (cosiddetti f-gas) sono presenti n°3 apparecchiature fisse di condizionamento d'aria e n°6 pompe di calore contenenti più di 3 kg di gas (dichiarazioni effettuate annualmente da Alma Petroli ai sensi dell'art. 16, c. 1 del DPR n. 43 del 27/01/2012).

Nell'area di stabilimento Alma Petroli sono infine presenti n°2 trasformatori da 2.000 kVA l'uno, esenti da PCB, e n°1 trasformatore da 1.200 kVA con isolamento in resina.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

5.13 Rumore

Si riportano i dati forniti dal Gestore in merito alle emissioni acustiche di stabilimento.

B.14 Rumore

- Classe acustica identificativa della zona interessata dall'installazione: VI
- Limiti di emissione stabiliti dalla classificazione acustica per la zona interessata dall'installazione: 65 (giorno) / 65 (notte)
- Installazione a ciclo produttivo continuo: si no

Sorgenti di rumore	Localizzazione	Pressione sonora massima (dB _A) ad 1 m dalla sorgente		Sistemi di contenimento nella sorgente	Capacità di abbattimento (dB _A)
		giorno	notte		
Impianto di raffreddamento	1	77,7	77,7		
Impianto di riflusso/stoccaggio distillati vacuum	2	81,7	81,7		
Impianto di confezionamento bitume in pani (ingresso)	3	77,8	77,8		
Impianto di confezionamento bitume in pani (sfiato)	3A	86,6	86,6		
Impianto di confezionamento bitume in pani (esterno)	19	76,8	76,8		
Impianto di distillazione	4	84,6	84,6		
Impianto ossidazione bitume	5	76,8	76,8		
Pompe alimentazione impianto distillazione	6	73,2	73,2		
Raffreddamento olio diatermico	7	80,0	80,0		
Impianto carico bitume OC	8	84,2	84,2		
Sala pompe trasferimento prodotti	9	83,5	83,5		
Impianto di scarico greggio e OC	10	72,9	72,9		
Locale centrale termica	13	74,3	74,3		
Pompe olio diatermico	14	89,5	89,5		
Impianto osmosi	15	79,0	79,0		
Trasformatore di corrente	16	68,3	68,3		
Cogeneratore	17	74,2	74,2		
Pompe acqua raffineria	18	81,2	81,2		
Pesa ingresso autobotti	20	75,2	75,2		
Pesa ingresso autobotti	20	75,0	75,0		
Pensilina carico gasolio e neri	21	69,2	69,2		
Caldia Therma	271	83,0	83,0		
Caldia Therma	272	80,3	80,3		
Caldia Therma	273	80,3	80,3		
Pompe circolazione olio diatermico	277	86,3	86,3		
Evaporatore Bono sud	278	77,5	77,5		
Baricentro della centrale termica	279	81,1	81,1		

Il Gestore, in sede di presentazione dell'istanza di aggiornamento dell'AIA per l'installazione della nuova Caldaia BONO in luogo dell'esistente Caldaia Therma (ID 43/914), ha presentato, con nota PIC 43/1063 ALMA Petroli S.p.A.post CdS - Riesame di AIA



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

acquisita al prot. DVA-2015-0028876 del 18/11/2015, una valutazione previsionale, redatta nel Novembre 2015, dei livelli di emissione sonora dovuti alle nuove installazioni.

Il Gestore, nella suddetta nota, ha dichiarato che (in *corsivo* le dichiarazioni del Gestore): *“I rilievi effettuati all'interno del confine dell'area dello stabilimento indicano un rispetto dei limiti dettati dal DPCM 14/11/1997 anche laddove il contributo del traffico indotto dall'attività risulta più incidente, nella fattispecie le postazioni di rilievo F1 ed F2 prossime rispettivamente alla pesa ed all'area di stazionamento dei mezzi nonché alla via Baiona. In merito alla postazione F4 si evidenzia un superamento in entrambi i periodi di riferimento, comunque di entità più contenuta rispetto a precedenti monitoraggi acustici effettuati prima del 2014, dettato dalla concentrazione impiantistica che caratterizza l'area in questione. E' altresì vero che tale superamento può ragionevolmente essere considerato irrilevante alla luce della modestia dell'estensione di tale superficie che peraltro è attigua ad altro stabilimento industriale con analoga densità impiantistica. In conclusione, al termine delle indagini e valutazioni, sulla base dei risultati dei rilievi condotti al confine, [...], si evince che le immissioni sonore prodotte dallo stabilimento di ALMA PETROLI sono accettabili in quanto sostanzialmente a norma secondo il DPCM 14/11/1997 [...]”*

Con la nota acquisita al prot.DVA-0030929/2016 del 21/12/2016, il Gestore ha fornito la valutazione di impatto acustico contenente i risultati delle indagini e delle valutazioni effettuate, ai sensi della Legge Quadro sull'inquinamento acustico n.447/1995, in merito a:

- monitoraggio acustico periodico dello stabilimento di ALMA PETROLI S.p.A. sito presso il Comune di Ravenna (RA) in via Baiona, 195, in ottemperanza alle prescrizioni del piano di monitoraggio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- valutazione previsionale di impatto acustico inerente la futura installazione delle apparecchiature necessarie al recupero energetico (energia meccanica) dal salto di pressione all'interno della cabina di riduzione della gas naturale, con successivo utilizzo dell'energia recuperata per la compressione di aria strumenti.

Il Gestore dichiara che i rilievi effettuati all'interno del confine dell'area dello stabilimento indicano un rispetto dei limiti dettati dal DPCM 14/11/1997 anche laddove il contributo del traffico indotto dall'attività risulta più incidente, e al termine delle indagini e valutazioni, sulla base dei risultati dei rilievi condotti al confine, il Gestore ritiene che le immissioni sonore prodotte dallo stabilimento di ALMA PETROLI sono sostanzialmente a norma secondo il DPCM 14/11/1997.

In allegato B.23, alla nota prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, il Gestore ha fornito la planimetria aggiornata dei punti di origine e delle zone di influenza delle sorgenti sonore.

5.14 Emissioni odorogene

Il Gestore dichiara che le più rilevanti emissioni di carattere odorogene sono costituite da:

1. Emissioni di fumi da impianto Vepal quando il livello di prodotto nei serbatoi di bitume ossidato è alto.
2. Emissioni dai passi d'uomo delle autobotti di bitume se non vengono attivati propriamente gli eiettori di vapore per aspirazione:
 - a) Bitume ossidato: il sistema è esistente e funzionante;
 - b) Bitume distillato: il sistema è esistente e parzialmente funzionante;
 - c) Styrelf: la rampa singola Styrelf non è dotata di alcun sistema di aspirazione.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

3. Preparazione e trasferimento combustibile interno a base di benzina per fuoriuscita di vapori dai serbatoi S21, S22, S104, S105.

Il Gestore per le valutazioni rimanda alla “VALUTAZIONE DELL'IMPATTO ODORIGENO” redatta nell'aprile 2013 in ottemperanza al piano di monitoraggio degli odori, dichiarando che l'impianto Alma Petroli non risulta essere causa di significativi impatti sull'ambiente circostante in termini di emissioni odorigene. Tale documento è stato fornito dal Gestore in allegato B.29, alla nota prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016.

Il documento descrive i dati di input e i risultati delle simulazioni modellistiche condotte, mediante l'utilizzo del modello matematico di dispersione CALPUFF, al fine di stimare l'impatto odorigeno che l'attività della raffineria ALMA PETROLI S.p.a. di Ravenna determina sul territorio circostante. L'impatto odorigeno è stato valutato tramite l'approccio olfattometrico, che prevede la caratterizzazione delle emissioni attraverso monitoraggi dedicati, che sono stati svolti così come previsto nel Piano di monitoraggio sopra citato.

Il monitoraggio olfattometrico delle principali sorgenti di odore presenti nella raffineria ha permesso di determinare per ciascuna di esse la portata massica di odore emessa in atmosfera espressa in Odor Unit al secondo (OU/sec). Il monitoraggio olfattometrico è stato eseguito mediante olfattometria dinamica, in conformità con la Norma UNI EN 13725:2004.

Il monitoraggio olfattometrico previsto dal Piano di monitoraggio sviluppato è stato effettuato in due campagne di misure, rispettivamente in data 4 maggio 2012 e 25 luglio 2012. La misura della concentrazione di odore emessa è stata eseguita per le principali sorgenti odorigene della raffineria, di seguito elencate:

- camino della caldaia Bono - emissione E2 (sorgente puntiforme);
- camino del sistema di abbattimento VEPAL – emissione E15 (sorgente puntiforme);
- sfiato del serbatoio a tetto fisso di stoccaggio virgin nafta (S21 – sorgente puntiforme);
- sfiato del serbatoio a tetto fisso di stoccaggio slop (S69 - sorgente puntiforme);
- sfiato del serbatoio a tetto fisso di stoccaggio olio combustibile (S44 – sorgente puntiforme);
- sfiato del serbatoio a tetto fisso di stoccaggio semilavorato pesante (S15 – sorgente puntiforme);
- sfiato del serbatoio a tetto flottante di stoccaggio grezzo (S4 – sorgente puntiforme);
- vasca API (sorgente estesa diffusa, ventilata naturalmente dai moti atmosferici);
- vasca di raccolta dei fanghi oleosi (sorgente estesa diffusa, ventilata naturalmente dai moti atmosferici);
- sfiato del serbatoio a tetto fisso di stoccaggio di semilavorato pesante CBT (S9 – sorgente puntiforme);
- sfiato del serbatoio a tetto fisso di stoccaggio grezzo (S6 – sorgente puntiforme).

La vasca API è stata oggetto di monitoraggio in entrambe le campagne di misura, rispettivamente prima e dopo il posizionamento di una copertura della vasca stessa con il sistema flottante Hexa Cover della ditta DanItal Italia S.r.l. Tale sistema è costituito da piastrelle esagonali ad elevata galleggiabilità che posate sul pelo libero del refluo, incastrandosi tra loro, vanno a formare un'uniforme e totale copertura del refluo stesso.

Il prelievo degli aeriformi odorigeni è stato effettuato in entrambe le giornate sul bordo della vasca API (lati NO, NE, SO, SE), mentre il campione odorigeno, eseguito col sistema wind tunnel direttamente sul pelo libero del refluo, è stato realizzato solo in data 4/5/12 (vasca scoperta). Infatti in data 25/07/12 la presenza della copertura flottante ha reso questa operazione tecnicamente impossibile. Ciononostante, confrontando le concentrazioni di odore dei campioni di aria ambiente



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

prelevati nei due monitoraggi nei medesimi punti posti a bordo vasca, si nota come la presenza della copertura della vasca abbia determinato un apprezzabile decremento di concentrazione nell'aria ambiente, a riprova che il sistema di abbattimento adottato abbia effettivamente ridotto la dispersione dei composti odorigeni sul territorio circostante.

La tabella seguente riassume i valori di concentrazione derivanti dal monitoraggio della vasca API. Si nota che la presenza della copertura permette sostanzialmente di dimezzare i valori della concentrazione.

Posizione monitoraggio	VASCA API Senza Copertura		VASCA API con Copertura		Rapporto Conc. Vasca Aperta/ Vasca coperta
	Data	Conc. UO/m ³	Data	Conc. UO/m ³	
Pelo libero del reffluo	04/05/2013	3,400	-	-	-
Bordo Vasca API NW	04/05/2013	150	25/07/2013	64	2.3
Bordo Vasca API NE	04/05/2013	110	25/07/2013	64	1.7
Bordo Vasca API SW	04/05/2013	68	25/07/2013	38	1.8
Bordo Vasca API SE	04/05/2013	110	25/07/2013	57	1.9

Ai fini della simulazione modellistica, sarà quindi considerata una concentrazione emissiva della vasca API coperta pari alla metà di quella misurata in mancanza di copertura, pari a 1,700 OU/m³ (portata per unità di superficie pari a 26 OU/m²*s).

La seguente figura riassume i risultati analitici delle misure olfattometriche per tutte le sorgenti emmissive monitorate, utilizzati nelle simulazioni modellistiche.

Sorgenti monitoraggio	Tipologia Sorgente	Conc. Odore	Portata Odore Specifica
		ou/m ³	ou/m ² *s
E2	Sorgente puntiforme	300	-
E5	Sorgente puntiforme	300	-
E15	Sorgente puntiforme	11,000	-
S21	Sorgente puntiforme	1,400	-
S69	Sorgente puntiforme	8,000	-
S44	Sorgente puntiforme	38,000	-
S15	Sorgente puntiforme	2,800	-
S4	Sorgente puntiforme	71	-
S9	Sorgente puntiforme	1,400	-
S6	Sorgente puntiforme	8,000	-
Vasca API Coperta	Sorgente areale	1,700	26
Vasca fanghi oleosi	Sorgente areale	250	3.9

Per ciascun anno di dati meteorologici del periodo 2010-2012 si è proceduto nelle valutazioni modellistiche delle concentrazioni a 2 m di altezza: la mappa e i risultati tabellari che seguono fanno riferimento ai valori massimi per ciascun recettore stimati dal modello nel triennio.

La tabella seguente riporta il valore del 98° percentile della concentrazione oraria di picco di odore simulati nei pressi del confine dell'impianto, espressi in OU/m³.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Punto	X	Y	98°perc Conc. 1h Picco
	m	m	OU/m ³
1A	759443	4930433	9.2
2A	759366	4930323	15.2
1B	759346	4930531	7.2
2B	759250	4930599	4.1
2C	759127	4930612	2.3
1C	759078	4930542	1.9
1D	759224	4930359	3.6
2D	759102	4930441	2.1

Da un'analisi dei risultati si evince che, coerentemente con la direzione dei venti prevalente, i valori del 98° percentile della concentrazione oraria di picco di odore più elevati si verificano in corrispondenza del confine ovest della raffineria, verso il canale Candiano, dove ricade anche il valore massimo di odore.

Si riportano altresì i valori delle unità olfattometriche stimate dalle simulazioni nei pressi del recettore individuato più vicino, individuando sia il 98° percentile delle concentrazioni orarie di picco di odore simulate sia il massimo globale (considerato sull'intero dominio temporale di simulazione) delle concentrazioni orarie di picco di odore simulate.

	98°perc Conc. Oraria di Picco (OU/m ³)	Massima Conc. Oraria di picco (OU/m ³)
Rec. Sensibile	1.005	2.391

In conclusione la presenza e le caratteristiche delle attività antropiche sul territorio (aree agricole/residenziali/industriali) determinano una diversa accettabilità dell'impatto olfattivo sull'area limitrofa alle sorgenti emmissive.

Infatti, a seconda della zona in cui l'impianto viene a trovarsi, una data intensità del disturbo può limitare o meno l'utilizzo dell'area interessata.

La raffineria oggetto del presente studio ricade in area prettamente industriale, in cui non sono presenti recettori residenziali e dove quindi la percezione dell'odore non limita la fruibilità degli spazi.

Il primo recettore "residenziale" (o meglio un impianto sportivo) è localizzato a sud dell'abitato di Marina di Ravenna, a circa 900 m, in direzione Est rispetto alle sorgenti emmissive.

Alla luce delle simulazioni modellistiche effettuate si nota che il recettore sensibile sarà interessato da concentrazioni di odore (98°percentile della concentrazione oraria di picco) nettamente inferiori a 3 OU/m³, mentre i valori massimi di odore si verificheranno sul canale Candiano, adiacente alla raffineria.

In conclusione, la simulazione svolta permette di ritenere che le emissioni odorigene della raffineria Alma Petroli determinino un impatto odorigeno sull'ambiente circostante da ritenersi pienamente accettabile, considerando anche le numerose ipotesi conservative adottate (funzionamento in continuo per 24 ore al giorno e 365 giorni all'anno delle fonti di emissione convogliata di raffineria, portata emessa dai serbatoi a tetto galleggiante analoga a quella dei serbatoi a tetto fisso, ecc.).



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

5.15 Altre tipologie di inquinamento

Polveri: Il Gestore dichiara che le prevalenti attività di raffinazione non determinano ingenti emissioni di materiale polverulento. Le concentrazioni di polveri in uscita dai punti di emissione sono periodicamente monitorate al fine di accertare il rispetto dei limiti autorizzativi, inoltre le aree di transito e di viabilità interna risultano completamente asfaltate in modo tale da minimizzare il risollevarimento di polveri dovuto al transito dei mezzi pesanti.

Impatto visivo: Il Gestore dichiara che l'impianto in esame è situato all'interno dell'area portuale di Porto Corsini, in una zona caratterizzata dalla presenza di un importante polo industriale. Le strutture dello stabilimento, che sono periodicamente oggetto di manutenzione, ristrutturazione e rinnovo, si integrano nel contesto industriale senza addurre significativi impatti sulla percezione del paesaggio.

6. MODIFICHE PROPOSTE DAL GESTORE RISPETTO ALL'ASSETTO AUTORIZZATO

All'interno delle Schede C della domanda di AIA, il Gestore ha presentato richiesta per alcune modifiche rispetto all'assetto attualmente autorizzato, da ricomprendere nel presente procedimento di Riesame complessivo.

Nello specifico, gli interventi/progetti di modifica per i quali il Gestore intende richiedere l'autorizzazione sono:

Nello specifico, gli interventi/progetti di modifica per i quali il Gestore intende richiedere l'autorizzazione sono:

1. la realizzazione di un impianto di microliquefazione di gas con annesso deposito per lo stoccaggio di gas naturale liquefatto (GNL o LNG);
2. l'acquisizione della titolarità della vigente autorizzazione allo scarico di acque reflue attualmente in capo a Nuova Saimar S.r.l. relativa all'impianto di Pump&Treat di raffineria, con gestione diretta del sistema di trattamento delle acque emunte (richiesta già effettuata con nota acquisita al prot. DVA-2014-0024834 del 25/07/2014 nell'ambito del procedimento istruttorio di cui all'ID 43/796 e successivamente archiviato, con nota prot. DVA-2015-0008702 del 30/03/2015, su richiesta del Gestore);
3. l'ottimizzazione del recupero energetico derivante dal salto di pressione effettuato presso la cabina di riduzione del gas metano;
4. l'installazione di un nuovo serbatoio a tetto galleggiante di categoria A (denominato S10);
5. la realizzazione di un impianto di insaccamento del bitume (in sacchi in polietilene);
6. la realizzazione di un impianto di produzione di bitume modificato con polimeri, specifico per applicazioni stradali;
7. il miglioramento delle prestazioni energetiche dell'impianto di cogenerazione (Upgrading del cogeneratore);
8. la realizzazione di una cabina di sabbiatura e verniciatura di componenti metalliche;
9. la variazione dei limiti di emissione di bolla per il parametro SOx.

Il Gestore, in allegato C1 alla nota prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, ha fornito un cronoprogramma indicativo relativamente agli interventi previsti, segnalando che per alcuni di essi sono stati abbandonati i progetti.



**Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna**

Intervento	Tempistiche per la realizzazione
Microliquefazione gas metano e deposito GNL	Il progetto è stato abbandonato perché manca la fattibilità economica.
Impianto Pump and Treat per la messa in sicurezza della falda	La gestione dell'impianto di trattamento acque sotterranee e l'autorizzazione al relativo scarico idrico SF3 passerà ad Alma Petroli al momento del rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale a seguito del presente riesame.
Ottimizzazione energetica salto di pressione in cabina metano	L'intervento risulta ancora in fase di valutazione preliminare.
Installazione nuovo serbatoio S10	L'intervento risulta ancora in fase di valutazione preliminare.
Impianto di insaccamento bitume	Inizio dei lavori III trimestre 2017 Fine dei lavori II trimestre 2018.
Impianto di produzione di bitume modificato	L'intervento risulta ancora in fase di valutazione preliminare.
Up-grading cogeneratore	L'intervento verrà implementato al momento del rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale a seguito del presente riesame.
Installazione di cabina di sabbiatura e verniciatura	Il progetto è stato abbandonato.
Modifica dei limiti di emissione di bolla per il parametro SO	L'abbassamento del valore limite di emissione di bolla per il parametro SOx verrà implementato al momento del rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale a seguito del presente riesame.

Si riporta di seguito la descrizione delle modifiche richieste dal Gestore e delle variazioni rispetto all'assetto attuale.

6.1 Impianto di Pump and Treat per la messa in sicurezza della falda

Il Gestore, con nota CIPPC 0000247.07/03/2018, ha ritirato formalmente la richiesta di inclusione nella presente AIA dell'intervento Pump&treat, e pertanto l'intervento non viene preso in esame.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

6.2 Ottimizzazione energetica salto di pressione in cabina metano

Presso la raffineria Alma Petroli è presente una cabina di riduzione della pressione del gas metano derivato dalla rete nazionale SNAM, al fine di rendere lo stesso utilizzabile presso le varie utenze degli impianti.

Nelle grandi reti di trasporto nazionali il gas si trova infatti a pressioni variabili tra 24 e 70 bar: normalmente la riduzione di pressione avviene nelle "cabine primarie" con apparecchiature specifiche allo scopo (valvole di laminazione) che però dissipano semplicemente l'energia posseduta dal metano sotto forma di pressione, senza sfruttarla per altri scopi.

Al fine di ottimizzare dal punto di vista energetico la riduzione di pressione del gas naturale, si prevede l'installazione di un turboespansore che converta l'energia potenziale del gas compresso in energia meccanica, per sfruttarla nella compressione dell'aria necessaria all'operatività di alcuni strumenti.

Le condizioni caratteristiche della cabina di riduzione della raffineria Alma Petroli sono le seguenti:

- Ingresso da rete SNAM: **50 bar** a 273 K,
- Uscita dal gruppo di riduzione: **4 bar** a 273 K.

Sono nello specifico previste due successive fasi di riscaldamento/espansione del gas

- Primo riscaldamento da 273 K a 365 K (50 bar);
- Prima espansione da 50 bar (365 K) a 15 bar (270 K);
- Secondo riscaldamento da 270 K a 360 K (15 bar);
- Seconda espansione da 15 bar 360 K a 4 bar (273 K).

Grazie ai due successivi stadi di espansione del gas (con un rendimento di progetto dell'espansore pari all'80%) sarà possibile recuperare un quantitativo di energia pari a circa 700 kJ/kg di gas naturale utilizzato. Considerando ad esempio il consumo di gas naturale relativo al 2015, pari a circa 6.000.000 di kg di gas naturale, la realizzazione del progetto in esame consentirebbe il recupero di circa 1.144 MWe (potenza di circa 190 kWe), pari al 14% del fabbisogno 2015.

6.3 Installazione nuovo serbatoio S10

Alma Petroli prevede la realizzazione di un nuovo serbatoio metallico a tetto galleggiante di Categoria A, avente capacità pari a circa 5.000 m³.

Il nuovo serbatoio sarà denominato S10 e verrà posizionato nella zona prospiciente il serbatoio S1, al posto della attuale fustoteca. Per l'esatta ubicazione del serbatoio S10 di prevista realizzazione si veda la "Planimetria modificata dello stabilimento con individuazione delle aree per lo stoccaggio di materie e rifiuti", proposta in **Allegato C11** al Riesame di AIA.

Il Gestore dichiara che il serbatoio sarà dotato di bacino di contenimento dimensionato in accordo al D.M. 31/07/1934. In particolare, il serbatoio sarà dotato di proprio bacino pavimentato, di capacità uguale a quella effettiva in volume del liquido che può essere contenuto nel serbatoio stesso (5.000 m³).

Il serbatoio sarà inoltre dotato di tutti i sistemi di sicurezza prescritte per i depositi di liquidi di categoria A.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

6.4 Impianto di insaccamento bitume

Si prevede la realizzazione di un impianto finalizzato al confezionamento del bitume in big bag in polietilene.

Per poter confezionare il bitume all'interno dei sacchi è necessario effettuare un raffreddamento dello stesso, rispetto alla temperatura a cui esce dal processo produttivo, al fine di evitare la fusione del materiale plastico.

L'impianto nel suo complesso occuperà un'area di circa 250 m² e avrà una potenzialità nominale pari a circa 10 t/ora di bitume confezionato.

Per il funzionamento dell'impianto sarà necessario l'utilizzo delle seguenti utilities:

- aria compressa per il funzionamento automatizzato della strumentazione necessaria;
- energia elettrica per il funzionamento di pompe e traccature (consumo stimato pari a circa 100 kW).

L'impianto non produrrà alcuna nuova emissione in atmosfera, ne sarà contraddistinto dall'introduzione di nuovi scarichi idrici.

Il Gestore fornisce un cronoprogramma dei lavori, indicando **l'inizio delle attività nel III trimestre 2017 e la conclusione degli interventi nel II trimestre 2018.**

Di seguito si riporta una breve descrizione dell'impianto, suddiviso in 5 sezioni principali.

Sezione di raffreddamento del bitume

In questa sezione viene effettuato il raffreddamento del bitume mediante scambio termico con olio diatermico a temperatura inferiore.

Il bitume prodotto ad una temperatura di circa 150°C e viene portato ad una temperatura di circa 100°C, superiore alla temperatura di scorrimento del bitume stesso ma inferiore alla temperatura di fusione del polietilene.

Circuito dell'olio diatermico

Questa sezione è costituita dal circuito di gestione dell'olio diatermico utilizzato per il raffreddamento dei bitume.

Nello specifico, l'olio diatermico viene prima raffreddato e poi riavviato alla sezione di raffreddamento dei bitume (ricircolo). Il calore sottratto al bitume e assorbito dall'olio diatermico viene nello specifico disperso in atmosfera tramite sistemi di raffreddamento ad aria (air cooler).

Sezione di insaccamento bitume

Il bitume raffreddato viene poi inviato alla sezione di insaccamento.

In questa fase il bitume alla temperatura di 100°C viene fatto scendere da due apposite tubazioni poste in parallelo e colato direttamente all'interno dei big bags in polietilene, aventi capacità pari a 1 m³ ciascuno (circa 1.200 kg di bitume ciascuno).

I vapori prodotti vengono captati e avviati all'impianto di abbattimento esistente (VEPAL, E15) prima di essere convogliati in atmosfera.

Carico dei sacchi in polietilene

I big bags così riempiti vengono movimentati con muletti e caricati su container e navi. Una volta arrivati a destinazione, i big bags vengono fusi insieme al loro contenuto (bitume), consentendo di evitare l'impatto derivante dalla produzione di rifiuti.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

6.5 Impianti di produzione di bitume modificato

Nel panorama dei bitumi per applicazioni stradali, quelli modificati (appunto, i PBM, Polymer Modified Bitumens) rappresentano una gamma di leganti in grado di fornire prestazioni viscoelastiche superiori ai bitumi tal quali (cosiddetti "semplici").

Questo miglioramento delle prestazioni viene sfruttato o per migliorare la durata dei manufatti, o per allargarne la finestra operativa termica, oppure ancora per produrre manufatti stradali del tutto diversi in quanto a prestazioni, la cui realizzazione non sarebbe possibile utilizzando i bitumi semplici.

Anche se la produzione di bitume modificato è, in estrema sintesi, un semplice processo di miscelazione tra il bitume base e il polimero, la sua realizzazione su scala industriale e di certo complessa, in ragione della natura dei due componenti principali da miscelare, entrambi molto viscosi e ad elevato peso molecolare.

Per avere lo sviluppo delle proprietà viscoelastiche desiderate è infatti fondamentale assicurare l'intima miscelazione tra i componenti: in ciò riveste un ruolo cruciale l'affinità del flussante (che, insieme agli asfalteni, è tra i principali costituenti del bitume) per il polimero.

La miscelazione desiderata è raggiunta quando gli asfalteni del bitume risultano finemente "dispersi" in una matrice continua costituita dal flussante e dal polimero. Questo processo è accompagnato da un brusco e deciso aumento della viscosità ed il prodotto che si ottiene può essere assimilato ad una "soluzione" in quanto le proprietà meccaniche sviluppate possono ritenersi isotrope e omogenee e, perciò, riferibili all'intera massa. All'interno della massa, dunque, il polimero non è più macroscopicamente distinguibile dal bitume.

Il processo di produzione del bitume modificato è effettuato in batch all'interno di serbatoio e prevede le fasi di seguito descritte.

Premiscelazione di bitume e polimeri

Nella prima sezione il bitume viene prelevato dal suo stoccaggio e trasferito verso il serbatoio di processo in batch, dove avverrà la miscelazione.

In questa fase il bitume sarà mantenuto ad una temperatura di circa 140-150 °C, sufficiente a conferirgli una certa fluidità e consentirne la movimentazione. Per il riscaldamento del bitume verrà utilizzata l'energia termica resa disponibile dai sistemi esistenti presenti in raffineria (evaporatori e cogeneratore).

Nel corso del trasferimento, viene additivata la quantità di polimero desiderata in forma di polveri o di piccoli pellets. Il quantitativo di polimero addizionato è ben al di sotto del 10% in massa del quantitativo totale del bitume, tipicamente intorno al 4-5%. Il polimero viene solitamente alimentato mediante una coclea ed una tramoggia da cui i pellets o le polveri si riversano sull'aspirazione della pompa di trasferimento. Il serbatoio di premiscelazione che accoglie il miscuglio, oltre che coibentato e riscaldato, è dotato di agitatore meccanico.

La premiscelazione si limita a disperdere in maniera uniforme i pellets o le polveri all'interno della massa di bitume, conferendo al polimero anche l'energia necessaria al suo rammollimento. Tuttavia, in questa fase le isole di polimero restano tali e nessuna interazione si sviluppa tra il bitume ed il polimero che restano fisicamente isolati.

Processo di miscelazione

Il processo di miscelazione avviene proprio ad opera di una macchina denominata MOLINO, che rappresenta il cuore dell'impianto. Il MOLINO è costituito da un'apparecchiatura in grado di imprimere al miscuglio un elevato sforzo di taglio il cui effetto è letteralmente quello di "stirare" le



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC ALMA Petroli S.p.A. Ravenna

macromolecole sia di asfalteni che di polimero (deformazione di scorrimento), determinandone l'intimo contatto, nonché la solvatazione del polimero ad opera dei flussanti contenuti nel bitume, fino a realizzare la fase dispersa precedentemente descritta.

L'entità dello sforzo di taglio da imprimere per determinare l'intima miscelazione di bitume e polimero è molto elevato. Ne consegue che la potenza assorbita dal MOLINO è, perciò, molto elevata. Il materiale in uscita dal MOLINO viene inviato al serbatoio di maturazione.

Questo può essere tuttavia anche ricircolato allo stesso MOLINO ed essere nuovamente miscelato per un tempo più o meno lungo. Questo tempo dipende dalle caratteristiche del bitume, dalle caratteristiche del polimero e dall'affinità polimero-flussanti del bitume. In generale, il ricircolo viene effettuato quando il prodotto in uscita dall'unità (bitume modificato "madre") non è il prodotto finito utilizzato dal cliente finale ma una miscela più ricca in polimero, che viene poi successivamente portata alla percentuali di polimero desiderate solamente prima del caricamento su autobotte.

Fase di Maturazione

A seguito della miscelazione che avviene nel MOLINO il materiale è avviato alla fase di maturazione, che avviene in altri serbatoi, sempre dotati di agitatori meccanici.

La formazione della dispersione del polimero è segnalata da una brusca variazione della viscosità del materiale, ossia da un vero e proprio delta di assorbimento elettrico degli agitatori del serbatoio di maturazione.

A seguito della formazione della dispersione il prodotto viene comunque lasciato per un certo tempo in agitazione: durante questo tempo il sistema si stabilizza e ci si possono aggiungere additivi in grado di prolungare il tempo per il quale la miscela resta stabile.

Sistema di captazione e trattamento vapori

L'impianto è completato da una sezione di trattamento dei vapori formati durante il processo di produzione del bitume modificato.

I vapori prodotti vengono captati e avviati all'impianto di abbattimento esistente (VEPAL - camino E15) prima di essere convogliati in atmosfera.

6.6 Up-grading cogeneratore

Anche per garantire a pieno il fabbisogno delle nuove utenze elettriche derivanti dagli interventi descritti, si prevede di migliorare le prestazioni energetiche dell'impianto di cogenerazione (Up-grading del cogeneratore – *Fase/reparto 5.1*), al fine di ottimizzarne la potenza elettrica.

Nello specifico si tratta di interventi che comporteranno la sostituzione di componenti impiantistiche con apparecchiature analoghe ma di maggior potenza o miglior rendimento (ad esempio pompe).

La modifica comporterà un incremento della potenza elettrica installata dagli attuali 0,996 MW a circa **1,169 MW**.

6.7 Modifica dei limiti di emissione di bolla per il parametro SOx

I camini le cui emissioni rientrano nel "calcolo di bolla" sono quelli relativi alle due caldaie (emissione E2 - Bono ed emissione E1 - Therma) e ai due forni di processo (emissione E4 - F102 ed emissione E05 - F102A).



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Si riportano nella tabella sottostante i limiti emissivi attualmente imposti per la bolla di raffineria, come riportati alla sezione 9 "Prescrizioni" del provvedimento di AIA rilasciato con decreto DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011.

Parametro	Valore limite di emissione [mg/Nm ³]
NO _x	250
SO _x	800
Polveri	30
CO	100
COT	20
H ₂ S	3
NH ₃	20

Secondo quanto riportato nel Parere Istruttorio Conclusivo relativo alla richiesta di modifica di AIA per sostituzione della caldaia Therma (DVA/11296 del 27-04-2016), anche a seguito dell'installazione della nuova Caldaia (emissione E19 in sostituzione dell'emissione E1), i limiti attualmente imposti per la bolla di raffineria non si prevedeva venissero modificati.

Come descritto nel dettaglio all'interno della Scheda D nell'ambito dell'analisi delle conclusioni sulle BAT per la raffinazione di petrolio e gas, anche grazie agli investimenti che hanno reso possibile minimizzare l'utilizzo di virgin nafta nelle unita di combustione di raffineria, sulla base dei dati medi mensili rilevati dallo SME negli ultimi anni, il Gestore ritiene possibile attestare che le unita di combustione presenti consentono di rispettare l'estremo superiore del range BAT-AEL di riferimento, pari a 600 mg/Nm³ (media mensile).

Il Gestore dichiara inoltre che il rispetto della concentrazione BAT-AEL a livello mensile e ottenibile sulle diverse unita di combustione, in piena coerenza con le BATC.

Per questo motivo, al fine di conformarsi pienamente anche da un punto di vista autorizzativo ai BAT-AEL e nell'ottica del miglioramento continuo delle prestazioni ambientali della raffineria, principio fondante della Disciplina IPPC, il Gestore propone di abbassare il valore limite di emissione di bolla imposto per il parametro SO_x dagli attuali 800 mg/Nm³ ai **600 mg/Nm³** richiesti dalle Conclusioni delle BAT di settore.

I valori limite di emissioni per la bolla di raffineria, richiesti dal Gestore, sono quelli evidenziati nella seguente tabella.



**Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna**

Parametro	Valore limite di emissione [mg/Nm³]
NO _x	250
SO _x	600
Polveri	30
CO	100
COT	20
H ₂ S	3
NH ₃	20

6.8 Descrizione degli effetti ambientali della proposta impiantistica da autorizzare

Il Gestore riporta l'analisi degli effetti ambientali inerenti la proposta impiantistica da autorizzare. Gli aspetti ambientali presi in considerazione dal Gestore sono:

- emissioni in atmosfera;
- scarichi idrici;
- contaminazione di acque sotterranee, suolo e sottosuolo;
- consumo e produzione di energia;
- produzione di rifiuti.

Il Gestore, in ragione della limitata rilevanza degli impianti e delle opere in progetto rispetto alla complessità del contesto impiantistico della raffineria, ritiene in via preliminare che gli effetti ambientali prevedibili siano in linea generale piuttosto modesti.

Il Gestore sottolinea inoltre come molti degli interventi in progetto siano al contrario di fatto volti al miglioramento delle prestazioni ambientali della raffineria.

Si riportano di seguito le risultanze delle analisi effettuate dal Gestore in relazione ai singoli aspetti ambientali sopra individuati.

Emissioni in atmosfera

Delle modifiche ed interventi descritti, il Gestore ritiene che quelli che possono potenzialmente interessare la componente atmosfera sono:

- l'installazione del nuovo serbatoio S10;
- la realizzazione dell'impianto di insaccamento del bitume;
- la realizzazione dell'impianto di produzione del bitume modificato;

Per tutti gli altri interventi o modifiche il Gestore ritiene che non abbiano effetti prevedibili per la componente atmosfera in quanto non sono caratterizzati dalla presenza di alcuna emissione in atmosfera.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Con riferimento all'**installazione del Serbatoio S10**, le emissioni potenzialmente determinate dal Gestore sono del tipo "emissioni diffuse", correlate a fuoriuscite di gas/vapori dalle tenute del tetto galleggiante.

Per serbatoi a tetto mobile, quale è il serbatoio S10 di prevista realizzazione, le emissioni diffuse possono essere dovute a tre contributi:

- perdite dall'anello di tenuta del tetto galleggiante, dovute alle imperfezioni della tenuta circolare, ad anello, esistente tra la parete esterna, fissa, e il tetto mobile del serbatoio;
- perdite dalle varie apparecchiature/portelli/dispositivi presenti sul tetto mobile,
- emissioni per abbassamento del livello del liquido contenuto nel serbatoio.

Il Gestore dichiara che le modalità costruttive e gestionali attualmente utilizzate da Alma Petroli e adottate anche per la progettazione e la futura realizzazione del Serbatoio S10, consentono di ritenere che gli effetti in termini di emissioni diffuse derivanti dall'installazione del serbatoio saranno minimi.

Il Gestore evidenzia inoltre come allo stato attuale presso la raffineria siano installati 56 serbatoi, di cui alcuni aventi capacità molto maggiori di quello in progetto (fino a 17.000 m³ di capacità) e quindi potenzialmente caratterizzati da emissioni diffuse maggiormente significative.

L'eventuale incremento delle emissioni diffuse dovuto all'installazione di un unico serbatoio (S10) rispetto ad un assetto emissivo che vede la presenza di altri 56 serbatoi (stato attuale), dunque, è ritenuto dal Gestore trascurabile.

Il Gestore sottolinea infine come anche lo stato attuale sia caratterizzato da emissioni diffuse minime se paragonate al contesto locale: le emissioni diffuse di VOC dai serbatoi della raffineria nel 2015 sono state pari a circa 37 t, di cui 29 t da serbatoi a tetto fisso e 8 t da serbatoi a tetto galleggiante, a fronte di circa 9.000 t di emissioni dei soli NMVOC per l'intera provincia di Ravenna.

Con riferimento all'**impianto di produzione di bitume modificato**, infine, il Gestore evidenzia come il processo sia caratterizzato dalla produzione di vapori, per i quali è prevista la realizzazione di un sistema di captazione che convoglierà la corrente gassosa all'esistente impianto VEPAL (emissione E15), a cui vengono convogliati tutti gli sfiati dei serbatoi contenenti bitume e bitume ossidato, e dei punti di carico bitumi.

All'impianto di abbattimento VEPAL esistente verranno convogliati anche i vapori prodotti **dall'impianto di insaccamento bitume**.

I vapori provenienti da questo impianto, così come quelli provenienti dall'impianto di produzione del bitume modificato, sono della medesima tipologia attualmente avviata all'impianto VEPAL (vapori di bitume contenenti COV e H₂S).

Tale impianto ha il compito di smaltire i vapori di bitume mediante un lavaggio in controcorrente con miscela di acqua e soda. Il Gestore dichiara che recentemente si è provveduto ad un potenziamento della capacità del VEPAL in modo da riuscire a trattare una portata di 28.000 Nm³/h.

Il Gestore dunque ritiene che l'impianto sia dimensionato per poter trattare le correnti di vapore provenienti dall'impianto di produzione di bitume modificato e da quello di insaccamento bitume senza che ciò determini un aggravio delle condizioni emissive di raffineria.

Pertanto il Gestore ritiene che la realizzazione degli impianti di produzione di bitume modificato e di insaccamento bitume non comporterà variazioni significative per le emissioni in atmosfera derivanti dalla realizzazione dell'impianto di produzione di bitume modificato siano trascurabili.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Scarichi idrici

Il Gestore dichiara che le modifiche in progetto NON interessano gli scarichi idrici della raffineria.

Contaminazione di acque sotterranee, suolo e sottosuolo

Con riferimento alle modifiche in oggetto, il Gestore individua un'eventuale possibile contaminazione del suolo e del sottosuolo e acque sotterranee, da ricondurre a:

- installazione del serbatoio S10;
- realizzazione dell'impianto di insaccamento del bitume,
- realizzazione dell'impianto di produzione del bitume modificato.

Tutti e tre questi interventi, infatti, prevedono l'installazione di serbatoi di stoccaggio / lavorazione di sostanze pericolose a cui è associata la possibilità di contaminazione del suolo per eventuali rilasci di prodotti da serbatoio o in fase di movimentazione dei prodotti.

Tuttavia il Gestore dichiara che, essendo adottate misure di sicurezza per quanto riguarda tutti i nuovi serbatoi, come ad esempio la costruzione di bacini in calcestruzzo, le possibilità di contaminazione del suolo sono trascurabili.

Il Gestore dichiara che i serbatoi in progetto saranno realizzati con i medesimi criteri di sicurezza oggi garantiti sugli esistenti serbatoi e sistemi di movimentazione della raffineria, prevedendo:

- bacini di contenimento di eventuali fuoriuscite di prodotto, impermeabilizzati e dimensionati in accordo alla normativa di settore;
- tutti i serbatoi saranno in acciaio di idonee proprietà in relazione agli usi;
- tutti i serbatoi saranno dotati di telelivelli ed allarmi di altissimo livello;
- nella raffineria viene effettuato secondo programmi prestabiliti il controllo degli spessori dei serbatoi, che sarà rivolto anche ai nuovi serbatoi;
- tutti i nuovi serbatoi saranno dotati di sovrasspessori di corrosione in funzione dell'uso cui saranno destinati.

Il Gestore precisa infine che tutti gli interventi saranno realizzati in aree interne alla raffineria, già pavimentate, e saranno dotate ove necessario di nuove cordolature (ad esempio in corrispondenza delle pompe di circolazione di olio diatermico).

In ragione di quanto illustrato, il Gestore ritiene che i livelli di rischio di contatto di sostanze pericolose con le matrici ambientali suolo, sottosuolo e acque sotterranee associati alle attività della raffineria non sono incrementati dalla realizzazione delle modifiche in progetto.

Il Gestore ricorda in quest'ambito che la recente stesura della Relazione di riferimento ha permesso di attestare che nella raffineria Alma Petroli non sono presenti centri di pericolo che inducano rischi di contaminazione di suolo e sottosuolo e tale risultato non sarà in alcun modo modificato dagli interventi in progetto.

La relazione di riferimento presentata dal Gestore è attualmente oggetto di procedimento istruttorio separato individuato con l'ID 43/976.

Consumo e produzione di energia



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Quale principale aspetto positivo relativo alle modifiche ed interventi proposti il Gestore individua, l'efficientamento energetico della raffineria derivante da:

- Ottimizzazione energetica del salto di pressione in cabina metano;
- Up-grading del cogeneratore.

In particolare, lo sfruttamento del salto di pressione determinato nella cabina di riduzione metano, ai livelli attuali di consumo di questo combustibile, potrebbe comportare il recupero di circa 1.144 MWhe, pari al 14% del fabbisogno energetico 2015 dell'intera raffineria.

Per quanto riguarda l' up-grading del cogeneratore, la modifica comporterà un incremento della potenza elettrica installata dagli attuali 0,996 MW a circa **1,169 MW**.

Il Gestore pertanto dichiara che **le modifiche proposte avranno complessivamente effetti positivi sul rendimento energetico della raffineria.**

Produzione di Rifiuti

Il Gestore dichiara che le modifiche in progetto NON interessino la produzione di rifiuti della raffineria.

6.9 Assoggettabilità a V.I.A.

Il Gestore dichiara che le installazioni/modifiche da autorizzare:

- non rientrano tra i progetti dell'Allegato II o dell'Allegato IV alla Parte Seconda del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.;
- non servono esclusivamente o essenzialmente per lo sviluppo ed il collaudo di nuovi metodi o prodotti e non sono utilizzati per più di due anni;
- non prevedono modifiche impiantistiche che comportino incrementi di potenzialità della raffineria Alma Petroli;
- non provocano effetti negativi e significativi sull'ambiente;

pertanto, in ossequio all'art. 20 comma 1 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., non sono ritenuti dal Gestore soggetti alla procedura di verifica di assoggettabilità a Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), né alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

Il Gestore ha presentato in Allegato A alla relazione della Scheda C6, in ottemperanza all'art. 1 del D.M. 25 maggio 2016, la check-list finalizzata ad evidenziare la sussistenza o meno, anche potenziale, di effetti ambientali significativi e negativi connessi all'attuazione delle modifiche in progetto.

7. ASSENZA DI FENOMENI DI INQUINAMENTO SIGNIFICATIVI

7.1 Aria

In allegati D.5 e D.6 alla nota di integrazioni acquisita prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, il Gestore ha descritto le condizioni meteorologiche prevalenti nel territorio di Ravenna e in particolare nell'area di pertinenza della Raffineria e ha effettuato una valutazione degli impatti che le emissioni in aria hanno sulla componente atmosfera.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Il Gestore, nella sua analisi, prende in considerazione tutte le fonti di emissione in atmosfera (emissioni convogliate, diffuse e fuggitive).

Dal confronto effettuato con lo stato di qualità dell'atmosfera in area locale, il Gestore dichiara che gli inquinanti di maggior interesse e che richiedono un maggior livello di monitoraggio sono le polveri e gli ossidi di azoto.

Il Gestore ha dunque effettuato un ulteriore confronto tra le emissioni della raffineria (limitatamente ai due inquinanti succitati) e i dati relativi all'intera provincia di Ravenna (in particolare quelli relativi al Macrosettore M4 – Processi produttivi).

Variazione flussi emissivi da traffico indotto			
Sorgente	Emissioni Alma Petroli [t/anno]	Emissione provinciale Macrosettore M4 – Processi produttivi [t/anno]	Confronto emissioni Alma Petroli / Emissioni provinciali [%]
PM ₁₀	0,63	252	0,25 %
NO _x	38,14	1.315	2,90 %

Il Gestore dichiara la non significatività delle emissioni della raffineria in esame rispetto al complesso delle emissioni rilasciate a livello provinciale dal solo Macrosettore dei processi produttivi. Pertanto il Gestore conclude che anche in relazione ai due inquinanti che rappresentano le maggiori criticità per la qualità dell'aria a livello locale (polveri ed NO_x), l'impatto dovuto all'esercizio della raffineria possa essere considerato non significativo.

7.2 Acqua

In allegato D.7 alla nota di integrazioni acquisita prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, il Gestore ha riportato la quantificazione delle emissioni idriche, sia in termini quantitativi che di flussi di massa degli inquinanti, effettuando anche un confronto con i valori limite definiti dalla normativa.

Il Gestore, pur riportandone i dati di monitoraggio, ribadisce che lo scarico SF1 viene conferito a impianto di depurazione esterno alla Raffineria, nel rispetto di apposito Contratto di Conferimento.

Il Gestore dichiara inoltre che (in corsivo le dichiarazioni del Gestore): *“Il rispetto dei limiti allo scarico finale da parte del depuratore esterno, sebbene non influenzato solamente dalle acque inviate da Alma Petroli, è un ulteriore indice della sostenibilità dei flussi di inquinanti nelle acque prodotte dalle attività di raffineria. Si segnala anche che il Canale Candiano, corpo idrico ricettore, ha presentato uno stato di qualità “sufficiente” ed uno stato chimico “buono” durante tutte le più recenti campagne di monitoraggio condotte da ARPA (periodo 2010 – 2014; per una trattazione di dettaglio dello stato di qualità delle matrici ambientali si rimanda all’elaborato A24), pertanto si ritiene possibile concludere che lo scarico SF1 sia tale da non indurre significativi impatti sulla componente delle acque superficiali.”*

Relativamente agli altri due scarichi idrici (SF2 e SF3 che conferiscono direttamente all'interno del Canale Candiano), il Gestore ha effettuato il confronto con i valori di soglia dell'Allegato II al Regolamento 166/06/CE per la presentazione della dichiarazione annuale di individuazione delle emissioni rilevanti.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Parametro	Scarico SF2 [kg/anno]	Scarico SF3 [kg/anno]	Totale [kg/anno]	Valore soglia (All. II Reg. 166/06/CE)
Cadmio	0,1	0,015	0,115	5
Cromo tot	0,7	0,003	0,703	50
Mercurio	0,01	0,0015	0,0115	1
Nichel	0,7	0,06	0,76	20
Piombo	0,7	0,024	0,724	20
Rame	0,3	0,06	0,36	50
Zinco	2,6	0,18	2,78	100
Cianuri	0,1	0,03	0,13	50
Fluoruri	5,2	3,6	8,8	2.000
Fosforo totale	9	0,18	9,18	5.000
Azoto ammoniacale	59,1	1,8	60,9	50.000 (soglia relativa al parametro azoto totale)
Azoto nitrico	23,1	2,4	25,5	
Azoto nitroso	1,4	0,03	1,43	
Fenoli	0,4	0,03	0,43	

In Gestore dichiara quindi che, nel complesso, nessuno degli scarichi in acque superficiali pare tale da poter provocare effetti significativi sulla componente delle acque superficiali.

Il Gestore ritiene inoltre opportuno precisare che, oltre alle acque superficiali, in adiacenza allo stabilimento Alma Petroli sono presenti anche acque sotterranee, acque marine ed acque di transizione.

Tuttavia, dal momento che gli scarichi in acque superficiali sono tali da non determinare potenziali impatti sul corpo idrico ricettore, il Gestore ipotizza che anche gli effetti sulle acque marine e sulle acque di transizione, che costituiscono un sistema interconnesso con il Canale Candiano, possano essere considerati non significativi.

In relazione alle acque sotterranee il Gestore evidenzia che il sistema di impermeabilizzazione delle aree potenzialmente inquinate, che potrebbero pertanto essere dilavate da acque meteoriche, è tale da evitare l'infiltrazione di sostanze pericolose nel suolo.

Il Gestore dichiara infatti che la raccolta della prima pioggia permette infatti di convogliare le acque di dilavamento di piazzali o aree di lavorazione inviandole a trattamento; parallelamente il sistema di impermeabilizzazione delle aree di lavorazione consente di evitare che eventuali sversamenti accidentali di liquidi inquinanti entrino a diretto contatto col suolo e possano pertanto raggiungere i più superficiali corpi idrici sotterranei.

Il Gestore ricorda infine che la raffineria è dotata di una rete di monitoraggio della falda costituita da n. 34 pozzi piezometrici dai quali vengono eseguiti periodici monitoraggi (con frequenza trimestrale o semestrale a seconda della tipologia di piezometro).

In conclusione il Gestore ritiene possibile concludere che anche i potenziali impatti sulle acque sotterranee, compresi gli strati più superficiali che sono generalmente costituiti da lenti d'acqua di scarso, possono essere considerati non significativi.

7.3 Valutazioni del Gestore sulle pressioni ambientali della Raffineria

Il Gestore relativamente agli esiti delle attività di monitoraggio effettuate periodicamente, i cui risultati vengono descritti e presentati nei Reporting Annuali "*Risultati del Piano di Monitoraggio e*



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Controllo" in ottemperanza al provvedimento di AIA vigente, dichiara che i dati presentati nell'ambito del suddetto Reporting dimostrano una pressione ambientale derivante dalla raffineria Alma Petroli coerente con le valutazioni presentate nell'ambito della domanda di AIA.

Il Gestore, in particolare, ritiene che gli esiti dei monitoraggi delle emissioni convogliate e delle emissioni diffuse attestino una pressoché costante diminuzione dei quantitativi di inquinanti annualmente emessi in atmosfera dal 2011 al 2015 (periodo di applicazione dell'AIA).

Il Gestore dichiara che per le emissioni diffuse si è passati dalle circa 43 t di COT emesse nell'anno 2011 alle circa 37 t emesse nell'anno 2015. Per le emissioni convogliate, invece, sono state registrate le seguenti riduzioni di inquinanti emessi:

- COT: da 127 t nel 2011 a 76 t nel 2015;
- NOx: da 36 t nel 2011 a 28,5 t nel 2015;
- SOx da 55,3 t nel 2011 a 26,3 t nel 2015.

In relazione a monitoraggi sugli scarichi idrici, il Gestore dichiara che nel corso degli anni non sono stati rilevati superamenti dei limiti autorizzativi.

In merito alle emissioni odorigene e all'impatto acustico, il Gestore dichiara che:

- i risultati delle simulazioni modellistiche effettuate per la valutazione dell'impatto odorigeno hanno dimostrato come i recettori sensibili siano interessati da concentrazioni di odore (98°percentile della concentrazione oraria di picco) nettamente inferiori a standard internazionali riconosciuti (3 OU/m³) e quindi come le emissioni odorigene della raffineria Alma Petroli determinino un impatto odorigeno sull'ambiente circostante pienamente accettabile.
- per quanto riguarda la verifica in opera di impatto acustico della raffineria al termine delle indagini e valutazioni effettuate, sulla base dei risultati dei rilievi condotti al confine si è verificato come le immissioni sonore prodotte dalla raffineria di ALMA PETROLI fossero accettabili conformi a quanto definito dal DPCM 14/11/1999.

7.4 Utilizzo efficiente dell'energia

In allegato D.10 alla domanda di Riesame, il Gestore ha presentato l'analisi energetica effettuata sull'intero complesso di Raffineria.

Dall'analisi del bilancio energetico nell'assetto attuale e delle opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica del sistema analizzato si sintetizzano le conclusioni riportate dal Gestore:

- Lo stabilimento produttivo di Alma Petroli S.p.a si presenta come una realtà energetica complessa con un contributo energetico prevalente legato alle autoproduzioni di combustibili e vettori interni.
- La presenza nello stabilimento di un impianto di cogenerazione ben proporzionato in termini di potenze rispetto ai fabbisogno di stabilimento svolge un'efficace azione di riduzione dei costi della bolletta energetica, con particolare riferimento al vettore elettrico.
- Le analisi dei dati hanno evidenziato un prevalente consumo di base, difficilmente correlabile alle attività produttive ma di fatto costituito dal costo energetico per il mantenimento in temperatura dello stabilimento. Difatti la tipologia di materie prime, quali i greggi e i



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC ALMA Petroli S.p.A. Ravenna

semilavorati impiegati nei processi, e di prodotti, quali bitumi stradali e ossidati, richiede il riscaldamento di tutte le tubazioni coinvolte nel trasferimento di questi materiali. La necessità di mantenimento in stoccaggi di grande volume a temperature nel range 150-180°C (e fino a 240- 260°C) determinano grandi dispersioni verso l'ambiente esterno per la maggior parte indipendenti dalla stagionalità.

- La decisione aziendale di commercializzare la virgin nafta ottenuta dai processi interni invece che impiegarla come combustibile, incrementerà fortemente il prelievo di gas naturale dalla rete di distribuzione.
- Le attività di efficienza energetica individuate sono orientate alla erosione del consumo di base di stabilimento, risultato che potrà però essere ottenuto mediante un incremento della conoscenza dei meccanismi di dispersione termica che coinvolgono gli impianti.
- La volontà della Dirigenza di proseguire il processo di Diagnosi Energetica oltre all'obbligo previsto dal D.Lgs. 102/14 ai fini di raggiungere la piena conformità alla norma UNI CEI N 16247-1/3, darà la possibilità di migliorare il grado di conoscenza raggiunto con il presente studio, in particolare si attende un miglioramento del dettaglio nell'ambito dei consumi elettrici e l'individuazione di nuove opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica.

In Allegato B all'analisi energetica presentata dal Gestore, è riportato il bilancio energetico in cui il Gestore riporta tutti i dati derivanti dall'analisi sia da un punto di vista dei fabbisogni che dell'impatto economico.

7.5 Analisi di rischio

Lo stabilimento Alma Petroli è soggetto alle disposizioni di cui al D.Lgs. 105/15 relativo al controllo dei pericoli di incedente rilevante connessi con determinate sostanze pericolose.

Il Gestore dichiara che allo stato attuale, lo stabilimento può detenere un quantitativo massimo in stoccaggio di sostanze presenti in Allegato I del D.Lgs. 105/15 superiore alle soglie che determinano l'applicazione allo stabilimento degli adempimenti di cui agli artt. 13 (Notifica), 14 (Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti) e 15 (Rapporto di sicurezza) del D.Lgs. 105/15 e s.m.i..

Il Gestore descrive alcune precauzioni assunte per prevenire eventuali incidenti, sottolineando che per il Rapporto di Sicurezza (ex art. 15 D.Lgs. 105/15, in precedenza art. 8 D.Lgs. 334/99 e s.m.i.) della raffineria si è recentemente conclusa l'istruttoria del CTR Emilia Romagna con il rilascio del Parere Tecnico Conclusivo Prot. n. 10398 del 04/06/2015 e del Certificato di Prevenzione Incendi (CPI, n. 4450 del 25/02/2016, allegato A22).

Dal punto di vista impiantistico, i reparti sono dotati di dispositivi di allarme e blocco, manuale o automatico nei punti critici concepiti e realizzati per mantenere l'impianto nel corretto campo di funzionamento.

Sono state inoltre adottate le seguenti precauzioni:

- progettazione eseguita secondo norme internazionali standardizzate e molto restrittive;
- connessioni realizzate riducendo il più possibile le frangiature e/o gli stacchi di collegamento favorendo le giunzioni saldate;
- adozione di valvole ad alta affidabilità;
- scelta accurata dei materiali ed eventuale adozione di sovrappessori di corrosione adeguati e cautelativi;
- applicazione di severe norme interne al fine di regolamentare la movimentazione dei mezzi.

Sotto il profilo operativo, il Gestore dichiara che la sorveglianza continua da parte del personale turnista, la manutenzione giornaliera di routine e quella programmata per gli interventi più radicali,



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

eseguite da personale specializzato, minimizzano la probabilità di accadimento di un incidente rilevante.

I sistemi di allarme e/o blocco ed in generale tutte le apparecchiature sono controllate ed ispezionate dalla funzione di manutenzione esistente in stabilimento.

Le manutenzioni vengono programmate a cadenze fisse, mentre è presente durante il normale orario di lavoro un servizio di assistenza strumentale, elettrica e meccanica.

Una revisione completa degli allarmi, blocchi e delle principali macchine è comunque effettuata nella fermata generale periodica degli impianti.

Il Gestore osserva che nel corso degli ultimi 5 anni non si sono verificati accadimenti incidentali.

Alma Petroli adotta all'interno del proprio Sistema di Gestione della Sicurezza specifica procedura "S-GES-P-6 Misura delle performance di sicurezza e correttivo", volta a monitorare ed analizzare gli incidenti.

Precauzioni progettuali e costruttive

I sistemi di allarme sono realizzati per permettere una pronta rilevazione ed intervento per condizione anomala di esercizio. I sistemi sono di tipo acustico – visivo, sono concentrati nel pannello di controllo e sono configurati in modo da permettere un'immediata individuazione della grandezza in deviazione per gli interventi operativi.

La verifica dell'idoneità delle valvole di sicurezza ed il controllo del funzionamento ottimale dei blocchi viene effettuato in concomitanza delle fermate annuali programmate per manutenzione. Sui reattori di ossidazione sono installate delle valvole di sfogo della pressione a battente idraulico prestabilito; mentre sui serbatoi di stoccaggio di combustibili di categoria "A", a tetto fisso, sono installate valvole di sfiato del tipo a pressione e depressione col compito di impedire durante il riempimento o lo svuotamento, il raggiungimento di pressioni tali da mettere in crisi le strutture del serbatoio stesso.

I criteri di protezione contro fenomeni corrosivi si basano essenzialmente sulla scelta di idonei materiali secondo quanto previsto dalle norme di buona tecnica.

I serbatoi sono realizzati adottando sovrassessori di corrosione di 1-2 mm, o, nel caso di prodotti leggeri, protetti con applicazione di vernici speciali. In entrambi i casi, una periodica manutenzione ne verifica lo stato.

Il Gestore dichiara che praticamente tutte le sezioni di processo sono installate in un luogo aperto, su incastellature metalliche e/o in C.A., al fine di evitare la formazione e/o la persistenza di nubi di vapori pericolosi.

Precauzioni per prevenire rilasci accidentali

Potenziati impatti su suolo e sottosuolo potrebbero derivare da rilasci accidentali di prodotti. Per ridurre al minimo la probabilità di accadimento di rilasci accidentali di prodotti sul suolo e nel sottosuolo, la Raffineria ha intrapreso negli anni vari programmi di manutenzione ed interventi a carattere preventivo:

- programma di ispezione e manutenzione dei serbatoi;
- monitoraggio della rete fognaria attraverso prove di tenuta e rifacimento di alcuni tratti di essa;
- programma di pavimentazione dei bacini e delle strade;
- programma di sigillatura delle superfici di appoggio dei serbatoi o installazione di doppi fondi.

Tutte le tubazioni per il trasferimento dei prodotti, già protette catodicamente, sono fuori terra o posizionate in cunicoli ispezionabili e cementati sul fondo, in modo che eventuali perdite possano essere subito individuate e allo stesso tempo ne sia impedita l'infiltrazione nel sottosuolo.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Tutti i serbatoi, del tipo a tetto fisso munito di sfogo vapori o a tetto galleggiante, sono collocati all'interno di bacini di contenimento in grado di impedire il diffondersi di eventuali perdite ingenti di prodotto. Sono inoltre dotati di indicatori di livello e, per scongiurare qualsiasi evento di sovrariempimento, ogni operazione è controllata da personale specializzato; i serbatoi collegati alla banchina sono dotati anche di un sistema di allarme. A frequenti cadenze temporali, vengono effettuati controlli e misure delle giacenze dei serbatoi.

In uscita da ogni bacino di contenimento la rete fognaria è attrezzata con pozzetti dotati di valvole di sezionamento o serrande a ghigliottina, tenute generalmente chiuse, in grado di impedire, nel caso di ingenti sversamenti, il diffondersi del prodotto in altre zone dello stabilimento.

La costruzione della banchina, nei primi anni '90, ha permesso la dismissione dell'oleodotto interrato tramite il quale avveniva l'approvvigionamento del grezzo estero, eliminando così una potenziale fonte d'inquinamento del sottosuolo. La tubazione, interrata nella proprietà Alma Petroli, è stata, previa prova di tenuta per escludere rotture pregresse, cementata per impedire qualsiasi tipo di utilizzo. Il Gestore dichiara che la banchina, poggiando a circa 30 m di profondità, costituisce una barriera al flusso verso l'esterno di eventuali sostanze in galleggiamento sulla falda acquifera.

Misure contro gli incendi

Il Gestore dichiara che la rete idrica antincendio di stabilimento è completamente indipendente dagli altri servizi di stabilimento ed è prevalentemente realizzata seguendo il concetto dell'impianto a maglie, di modo che, in caso di rottura di una linea, si possa provvedere alla sua riparazione, senza mettere fuori uso l'intero impianto antincendio e avere una più corretta alimentazione delle prese idrante e delle stazioni per generazione liquido schiumogeno, nelle più svariate ipotesi di utilizzo.

Viene verificato con periodicità semestrale il buon funzionamento degli impianti antincendio, delle valvole di sezionamento e di quelle degli idranti, mentre con cadenza mensile vengono messi in funzione gli impianti fissi di estinzione (es. cannoncini, versatori, anelli di raffreddamento, ecc.).

Il Gestore dichiara che la scelta dello schema del servizio antincendio per mancanza rete esterna è dipesa dal poter garantire in assoluto la portata calcolata di acqua antincendio, dal momento che il gruppo elettrogeno avrebbe lavorato in condizioni limite per sostenere n.3 elettropompe; quindi in caso di mancanza di rete esterna lavoreranno n.2 motopompe e n.2 elettropompe.

Rete antincendio asservita ai serbatoi e alla banchina: la rete antincendio è realizzata in tubo metallico per i tratti fuori terra ed in polietilene PN16 per i tratti interrati. I dispositivi antincendio comuni a tutte le reti afferenti ai diversi serbatoi prevedono monitori, versatori di schiuma, anello di raffreddamento e idranti a colonna fuori terra.

Rete antincendio asservita all'impianto di distillazione: la rete antincendio è realizzata in tubo metallico per i tratti fuori terra ed in polietilene PN16 per i tratti interrati.

All'interno della raffineria sono dislocati inoltre numerosi premescolatori a servizio dell'impianto distillazione, dei bacini di contenimento dei serbatoi, dei serbatoi stessi e delle pensiline di carico e scarico. Il liquido schiumogeno contenuto nei premescolatori è specifico per la destinazione d'uso prevista: a media espansione per i serbatoi, oppure a bassa espansione per gli altri casi.

Presso l'impianto distillazione è installato un sistema fisso di rilevazione Metano/Idrogeno/Acido solfidrico in grado di restituire, tramite una centralina dedicata ubicata in luogo sempre presidiato (sala quadri impianto distillazione) la segnalazione di allarme acustico/ottico e di identificare il luogo e il sensore che ha rilevato la presenza dell'inquinante.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

I serbatoi a tetto galleggiante (S4, S5, S6, S22, S107, S108, S109, S110 ed S111) sono protetti da un sistema di rilevamento antincendio costituito da un cavo termosensibile che rilancia un allarme acustico/ottico a due centraline ubicate in luogo sempre presidiato. In caso di innalzamento della temperatura al di sopra di valori prefissati, in corrispondenza dell'anello di tenuta tra il tetto galleggiante e la parete del serbatoio, il cavo termosensibile si scioglie creando un contatto elettrico che, mediante le centraline, fa scattare l'allarme acustico/ottico dando la possibilità agli operatori di individuare sulle centraline stesse il serbatoio interessato dall'emergenza.

In allegato D.11 alla nota di integrazioni acquisita prot. DVA-0029038/2016 del 30/11/2016, **il Gestore ha riportato una valutazione in merito ai possibili eventi incidentali con conseguenze sull'ambiente che possono verificarsi durante le fasi operative della Raffineria.**

Si riporta di seguito una sintesi di tale elaborato.

Al fine di valutare la possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee a seguito di eventi incidentali o di rilasci di sostanze pericolose per l'ambiente durante la normale attività della raffineria, il Gestore ha effettuato un'analisi preliminare delle caratteristiche geologiche e idrogeologiche del sito su cui sorge lo stabilimento in esame.

A seguito dell'individuazione dei possibili rischi ambientali connessi al rilascio di sostanze pericolose per l'ambiente e presenti in Raffineria, il Gestore ha effettuato una descrizione delle misure gestionali dei rischi ambientali e delle azioni intraprese per la limitazione di tale rischio.

AREE DI STOCCAGGIO SOSTANZE PERICOLOSE

Il Gestore dichiara che, a seguito di un programma di intervento avviato nel 2004, oggi, i bacini di contenimento dei serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici risultano tutti impermeabilizzati.

Le materie prime (petrolio grezzo, mix oli greggi, olio combustibile semilavorato), i prodotti intermedi (slops di raffineria) ed i prodotti finiti (bitume, gasolio flussante ATZ, semilavorato ATZ e virgin nafta) sono stoccati in serbatoi fuori terra del tipo a tetto fisso e a tetto galleggiante. Il deposito dei prodotti petroliferi comprende numerosi serbatoi metallici dedicati allo stoccaggio di liquidi facilmente infiammabili, di liquidi infiammabili, di liquidi non infiammabili e di bitumi.

Anche le acque di processo prodotte dalla distillazione ed inviate tramite tubazione all'impianto esterno di depurazione sono stoccate in serbatoio fuori terra.

Tutti i serbatoi sono collocati all'interno di bacini di contenimento pavimentati in grado di impedire il diffondersi di eventuali perdite e sono dotati di indicatori di livello per scongiurare qualsiasi evento di sovrariempimento.

In uscita da ogni bacino di contenimento la rete fognaria è attrezzata con pozzetti dotati di valvole di sezionamento o serrande a ghigliottina, tenute generalmente chiuse, in grado di impedire, in caso di ingenti sversamenti, il diffondersi del prodotto in altre zone dello stabilimento.

Tutti i serbatoi di stoccaggio per prodotti facilmente infiammabili e infiammabili sono dotati di sistema di misurazione del livello con stadia di riscontro esterna più indicatori di livello ed allarmi di altissimo livello indipendenti dal livello normale, in grado di attivare allarme ottico acustico.

Le sostanze ausiliarie e i reagenti di laboratorio individuati come pericolosi, sono stoccati all'interno di idonei contenitori (fusti, bottiglie, taniche) al fine di prevenire eventuali rilasci indesiderati.

In merito invece ai rifiuti prodotti da Alma durante le varie fasi del processo, il Gestore dichiara che, in funzione del loro stato fisico, sono raccolti nelle varie aree della raffineria e portati presso i depositi temporanei con l'ausilio di mezzi meccanici. Le aree di stoccaggio conformemente a quanto prescritto



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

dall'Autorizzazione Integrata Ambientale vigente sono dotate di coperture in grado di proteggere i rifiuti dagli agenti atmosferici ovvero i rifiuti sono stoccati in contenitori chiusi e a tenuta.

Tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di stoccaggio di rifiuti pericolosi sono collettate e inviate all'impianto di trattamento reflui.

I rifiuti e le acque di processo che necessitano di un particolare smaltimento vengono raccolti in idonei serbatoi e poi caricati mediante pompa di carico su autobotti per lo smaltimento finale.

MODALITÀ DI MOVIMENTAZIONE

Movimentazione materie prime e prodotti finiti

Il Gestore dichiara che la fornitura presso lo stabilimento di grezzi e semilavorati e la spedizione dei prodotti viene effettuata sia via nave-cisterna che via terra tramite autobotti.

Il Gestore evidenzia inoltre che tutti i tragitti di viabilità interna percorsi da mezzi per l'ingresso e l'uscita di prodotti risultano asfaltati e dotati di idonea rete di raccolta fognaria. I trasferimenti dei prodotti tra le apparecchiature, gli stoccaggi e i punti di carico/scarico avvengono tramite tubazioni fisse, che è possibile suddividere qualitativamente in:

- pipe-way su rack;
- pipe-way basse.

Alma Petroli, in ottemperanza a quanto richiesto nell'ambito del rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, ha predisposto un piano di pavimentazione delle principali pipe-way di stabilimento. Il Gestore dichiara che ad oggi, le pipe-way basse corrono su aree già pavimentate mentre relativamente alle pipe-way su rack si prevede il completamento degli interventi di impermeabilizzazione entro il prossimo periodo. Inoltre il Gestore dichiara che le zone che ad oggi non sono pavimentate, risultano comunque di limitata estensione e localizzate in aree non interessate dal tragitto delle autocisterne destinate al carico/scarico dei prodotti.

Tutte le tubazioni di trasferimento dei prodotti sono fuori terra o posizionate in cunicoli ispezionabili e cementati sul fondo, in modo che eventuali perdite possano essere subito individuate ed allo stesso tempo sia impedita l'infiltrazione nel sottosuolo.

La movimentazione dei vari prodotti da un serbatoio all'altro e dai serbatoi alle rampe di carico degli automezzi o alle navi attraccate alla banchina viene effettuata mediante apposite pompe di trasferimento con caratteristiche idonee alla movimentazione in relazione a viscosità e temperatura del prodotto. I locali sono dotati di sistema di raccolta di eventuali spandimenti.

Nel caso di conferimento del greggio via ATB, lo scarico avviene in corsie dedicate mediante pompe fisse di stabilimento che aspirano il prodotto e lo trasferiscono ai serbatoi di stoccaggio.

Nel dettaglio l'area di scarico del petrolio grezzo conferito via ATB, ubicata sostanzialmente al centro della raffineria, è costituita da n. 3 corsie di scarico per autocisterne ciascuna dotata di attacco per manichetta di scarico dal basso delle autocisterne. Sopra le corsie di scarico è presente un pipe-rack dove corrono le tubazioni di trasporto da/per i serbatoi di stoccaggio.

Le operazioni di scarico vengono effettuate dagli autisti delle autocisterne sotto la supervisione degli operatori Alma Petroli i quali gestiscono tutte le operazioni di scarico e movimentazione.

L'area è completamente pavimentata e dotata di propria caditoia di raccolta atta a consentire il contenimento di eventuali rilasci accidentali al suolo evitando al contempo l'interessamento di aree impegnate da altri automezzi; i fluidi sono convogliati a pozzetti segregati dalla rete fognante connessa con la fognatura interna delle acque oleose.

La fase di carico dei prodotti di lavorazione su autobotte, in caso di spedizione del prodotto via ATB, avviene in apposite pensiline:



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- pensilina di carico “neri”: ubicata sul lato Est dei serbatoi S41-S42-S43 e dotata di n. 3 corsie disposte parallelamente per il carico di bitumi e oli combustibili;
- pensilina di carico bitume ossidato: dotata di una unica corsia di carico posizionata nell'area antistante tra l'impianto distillazione e il serbatoio S43 e disposta perpendicolarmente alla pensilina di carico “neri”;
- pensilina di carico gasolio e bitume: ubicata nei pressi della nuova palazzina uffici e adibita alle attività di carico su autocisterne dei prodotti gasolio e bitume provenienti dai serbatoi di stoccaggio della raffineria. La pensilina presenta n. 4 corsie di carico per il bitume e n. 2 corsie di carico per il gasolio, ciascuna dotata di braccio per il carico delle autocisterne.

Le pensiline sono ubicate su area completamente cementata e sono dotate di sistema fognario per la raccolta di eventuali spandimenti accidentali al suolo. Le operazioni di carico vengono sempre effettuate sotto la supervisione degli operatori Alma Petroli.

Il controllo di troppo pieno è realizzato con dispositivo fisso di rilevazione di sovrariempimento munito di segnalazione di allarme e blocco automatico della caricazione.

Le linee di adduzione corrono fino alla zona pensiline dove è presente un pipe-rack a struttura metallica per consentire il sovrappasso delle vie di transito automezzi.

La movimentazione delle materie prime e prodotti può avvenire anche via mare tramite navi-cisterna. Alma Petroli ha, infatti, in concessione una banchina (lunghezza utile di 220 metri ed una profondità di 20 m), per l'attracco delle navi, attrezzata per lo scarico di grezzi o di altre materie prime dalla nave ai serbatoi di stoccaggio e per il carico di prodotti finiti.

Il Gestore dichiara che recentemente, è stato realizzato in banchina sia un nuovo punto di carico della Virgin nafta addolcita, prodotta dall'impianto di distillazione, che ha indotto la realizzazione di una nuova tubazione di carico all'interno dello stabilimento dal parco stoccaggio alla esistente banchina di carico nave che un braccio meccanico comandabile a distanza da postazione sicura per la discarica di greggio e semilavorati da nave cisterna nonché per il carico di semilavorati a nave cisterna.

Le operazioni di scarico vengono effettuate mediante connessione della nave trasportante il greggio con le tubazioni fisse di stabilimento attraverso l'utilizzo del braccio meccanico. Il greggio viene successivamente pompato dalla nave sino al serbatoio di stoccaggio, mediante le tubazioni che passano all'interno del cunicolo presente in banchina.

Le operazioni di connessione e sconnessione dalla nave e di movimentazione del prodotto sino alla sezione di stoccaggio vengono seguite da personale Alma Petroli, che supervisiona dal box di banchina.

Le trincee sottostanti le aree di carico/scarico nave cisterna sono state collegate alla linea fognaria interna della raffineria allo scopo di consentire il deflusso delle acque raccolte nelle trincee stesse.

Inoltre, la banchina è dotata di un impianto di contenimento delle acque interne al Canale Candiano consistente da panne avvolte su di un apposito “Rullo” che, in caso di sversamenti di sostanze inquinanti nelle acque del Canale, viene aperto e agganciato alla riva opposta, in modo da contenere le acque inquinate in attesa dell'intervento di disinquinamento.

Movimentazione acque reflue inviate a depurazione

Le attività di Alma Petroli portano alla formazione di uno scarico SF1 costituito da due scarichi parziali ed inviato tramite tubazione all'impianto esterno di trattamento della società SAI S.r.l.

Il sistema fognario di conferimento al depuratore si compone di due linee separate attraverso le quali vengono movimentate le acque pesanti di Tipologia “1” ad alto carico inquinante e le acque leggere di Tipologia “2” a basso carico inquinante. La tubazione di riferimento per il trasferimento delle acque di Tipologia “1” risulta fuori terra e aerea, ubicata prevalentemente in un'area impermeabilizzata



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

eccetto per il suo tratto finale in prossimità del confine con lo stabilimento Bunge Italia S.p.A. mentre la tubazione dedicata al trasferimento delle acque di Tipologia “2” risulta interrata.

Il Gestore ricorda che la tubazione dedicata alle acque di Tipologia 1 è stata recentemente realizzata a seguito di specifica prescrizione di AIA.

La gestione dei reflui è regolamentata da Regolamento Fognario e procedura di sistema (“Gestione delle acque interne di raffineria” QAS-PRO-P2 del 09/10/2014).

Il trasferimento dei reflui di Tipologia “1” viene sempre programmato dalle funzioni di Alma Petroli e S.A.I. su base settimanale e ogni trasferimento viene sempre concordato dalle parti operative all'interno delle pianificazioni stabilite.

MISURE GESTIONALI E IMPIANTISTICHE PER PREVENIRE GLI INCIDENTI

Misure gestionali

Alma Petroli S.p.A. è dotata di un Sistema di Gestione Integrato Qualità e Ambiente certificato come conforme alle norme ISO 9001 ed ISO 14001 e di un Sistema di Gestione della sicurezza, la cui adozione permette di avere a disposizione Procedure ed Istruzioni di Lavoro che regolamentano tutte le operazioni di manutenzione e controllo dello Stabilimento Alma.

Il Gestore dichiara che, tramite il Sistema di Gestione della Sicurezza, Alma Petroli ha messo in atto precauzioni operative riguardanti molteplici aspetti: nello specifico, tramite procedure di sistema, sono state regolamentate le fasi operative più critiche in merito alla possibilità di accadimento di un evento incidentale rilevante tra cui le operazioni di movimentazione, le operazioni di carico/scarico e le operazioni di stoccaggio/gestione dei prodotti petroliferi/materie prime/rifiuti.

Il possibile verificarsi di sversamenti di prodotto/rifiuti (attraverso manichette flessibili, linea di trasferimento prodotto o serbatoi di stoccaggio) viene gestito secondo quanto descritto dall'istruzione operativa AS-GES-P3-II “Gestione sversamenti”. Nello specifico, in caso di spandimenti di prodotti liquidi all'interno delle aree coperte (es. magazzino, officina) o allo scoperto (es. piazzali, bacini dei serbatoi), in estrema sintesi, occorre intraprendere le seguenti azioni:

- ricercare e intercettare la causa dello spandimento;
- asportare tutto il materiale sversato, con mezzi adeguati quali prodotti assorbenti.

Successivamente il materiale assorbente dovrà essere riposto all'interno di contenitori metallici identificati con cartellonistica e smaltito come rifiuto.

Il Gestore dichiara che lo stabilimento dispone delle attrezzature per contenere, neutralizzare ed asportare il prodotto eventualmente rilasciato (materiale assorbente).

Il Gestore dichiara inoltre che sono presenti le seguenti specifiche istruzioni per la gestione di rilasci accidentali (in corsivo le dichiarazioni del Gestore):

- “Rottura linea di trasferimento Prodotti” (AS-GES-P3-II-A1): *istruzione operativa da applicare in caso di rottura linea trasferimento con rilascio di prodotti petroliferi;*
- “Rottura linea e/o manichette flessibili in banchina” (AS-GES-P3-II-A2): *istruzione operativa da applicare in caso di rottura linea e/o manichette flessibili in banchina, con rilascio di prodotti petroliferi.*
- “Sversamento carico-scarico-transito ATB” (AS-GES-P3-II-A4): *istruzione operativa da applicare in caso di sversamento carico/scarico o transito ATB, con rilascio di prodotti petroliferi. Dal punto di vista operativo, la sorveglianza continua da parte del personale di stabilimento, la manutenzione giornaliera di routine e quella programmata per gli interventi più radicali, l'ispezione delle tubazioni e quella programmata dei serbatoi e delle*



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

apparecchiature di processo, eseguite da personale specializzato, minimizzano la probabilità di accadimento di un incidente rilevante. Inoltre, per ridurre al minimo la probabilità di accadimento di rilasci accidentali di prodotti sul suolo e nel sottosuolo, la Raffineria ha implementato i seguenti programmi di manutenzione a carattere preventivo:

- Programma di attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi in ottemperanza a quanto prescritto dall'AIA. Il programma tiene, tra l'altro, dei parametri legati alle caratteristiche tecniche dei serbatoi (tipologia, materiali, spessori, ecc.), alle condizioni di esercizio (tipologia di prodotto stoccato, temperature, ecc.) e alla storia di esercizio (dati ispettivi, anno di costruzione, modifiche e riparazioni, ecc.);*
- Programma di controllo e verifica a rotazione del fondo dei serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici. Come richiesto dall'AIA, il programma prevede che ad ogni semestre debba risultare una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più di 10 anni, o, in alternativa, un monitoraggio mediante emissioni acustiche dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più delle possibilità di ulteriore esercizio risultante dal monitoraggio e comunque non sia datata più di 5 anni. Tale attività è regolamentata dalla procedura QAS-MUT-P2 "Lavori di manutenzione, elaborazione e gestione piano di manutenzione preventiva";*
- Programma di ispezione dei bacini di contenimento dei serbatoi. Il programma prevede ispezioni visive giornaliere dello stato dei bacini e ispezioni di dettaglio a frequenza trimestrale;*
- Piano di impermeabilizzazione dei bacini di contenimento, che risulta ad oggi completato;*
- Piano di pavimentazione delle principali pipe-way di stabilimento, le pipe-way basse scorrono ad oggi su aree pavimentate mentre per le pipe su rack si sono programmate le seguenti tempistiche di intervento: entro 2° semestre 2016 Zona 2 (condizionato dalle tempistiche di bonifica o messa in sicurezza operativa relative al Piano di investigazione del suolo e del sottosuolo) ed entro 1° semestre 2017 Zona 1 (Allegato 4);*
- Piano di verifica pluriennale dei tratti di fognatura oleosa: nell'ambito delle prescrizioni previste dall'AIA, è stato implementato un piano di verifica pluriennale dei tratti di fognatura oleosa esistenti nello stabilimento. La verifica della tenuta dei collettori e degli allacciamenti fognari è realizzata in accordo alla norma UNI EN 1610 e l'eventuale esito negativo delle prove idrauliche deve portare, come conseguenza, all'accertamento dei motivi di tale risultato attraverso, per esempio, la videoispezione delle condotte, anche al fine di rilevare utili informazioni per i successivi interventi di risanamento. Nel corso del 2014 si è provveduto al collaudo della rete fognaria delle acque bianche mentre sono in corso le ispezioni e i collaudi relativi alla rete fognaria delle acque di processo che si concluderanno entro il 2017; È previsto infine il controllo della tenuta delle vasche interrato contenenti acque fognarie, effettuato come descritto nella istruzione operativa QAS-MUT-P2-I9 "Verifiche vasche interrato". Le verifiche consistono nella valutazione della integrità delle superficie interne alle vasche (pareti e fondo).*
- Piano per l'installazione dei doppi fondi o la sigillatura delle superficie di appoggio del serbatoio su tutti i serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici, ad esclusione dei serbatoi dedicati al contenimento del bitume. Come comunicato con il Reporting annuale di AIA, nel corso del 2014 sono stati realizzati interventi di sigillatura dei serbatoi S7 - S23 - S24 - S25 - S26 - S104 - S107 - S109 e nel corso del 2015 i serbatoi S108 - S111 mentre è in previsione di effettuare la sigillatura nel periodo 2016 - 2017 dei serbatoi S1 - S2 - S5 - S44 - S45 - S46 - S69 - S70;*



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- *Monitoraggio delle acque sotterranee: all'interno dello stabilimento sono installati 34 piezometri che vengono utilizzati per il monitoraggio della falda idrica superficiale, che consiste in interventi a periodicità diversa a seconda della criticità delle zone interessate dai piezometri:*
 - i. *trimestrale, monitoraggio dello stato di qualità delle acque di falda da eseguirsi per n. 4 piezometri (PZB12 – PZB15) posti in vicinanza al sistema di trattamento dell'impianto Pump&Treat (gestito da Nuova Saimar) installato nell'intorno del bacino dei serbatoi S12-S15- S13-S16;*
 - ii. *semestrale, per le verifiche da eseguirsi sui punti di riferimento per il monitoraggio delle situazioni di "monte" e di "valle" idrogeologica e per i controlli sullo stato delle acque di falda ai piezometri presenti all'interno e nell'intorno delle passività individuate nel modello concettuale per un totale di n. 24 piezometri;*
 - iii. *annuale, per la verifica dello stato di qualità delle acque di falda in tutti e 34 i piezometri della rete di monitoraggio.*

Misure impiantistiche

Dal punto di vista impiantistico, le principali misure dichiarate da Alma Petroli al fine di prevenire eventi incidentali sono le seguenti:

- *controlli sistematici in campo da parte del personale di esercizio;*
- *i reparti sono dotati di dispositivi di allarme e blocco, manuale o automatico nei punti critici concepiti e realizzati per mantenere l'impianto nel corretto campo di funzionamento;*
- *i sistemi di allarme e/o blocco ed in generale tutte le apparecchiature sono controllate ed ispezionate dalla funzione di manutenzione presente in stabilimento;*
- *gli impianti sono sorvegliati in continuo e controllati da DCS / PLC;*
- *è installato un sistema manuale di allarme, azionato a mezzo di pulsanti posizionati in punti strategici dello stabilimento;*
- *tutti i serbatoi di stoccaggio sono gestiti dagli operatori responsabili dei travasi in campo che si accertano visivamente dei livelli, degli indicatori posti all'esterno dei serbatoi stessi; sono anche installati sensori di altissimo livello indipendenti che attivano segnalazione di allarme ottico acustico;*
- *per i serbatoi principali sono installate valvole di tipo motorizzato per intercettazione linea mandata collegata alla linea scarico nave da banchina;*
- *per i serbatoi dotati di doppio fondo è presente un monitoraggio continuo da una centralina di rilevamento perdite allo scopo di segnalare tempestivamente anomalie. Qualora si verificasse un aumento di pressione all'interno di una delle intercapedini dei serbatoi, sintomo di probabile rottura del doppio fondo del serbatoio interessato, verrà generato un segnale di allarme acustico e visivo;*
- *tutti i serbatoi del parco serbatoi sono posizionati all'interno di bacini di contenimento pavimentati e con muratura in cemento armato, in tal modo risultano protetti da ipotizzabili collisioni;*
- *le condotte di trasferimento sono dislocate di norma all'esterno delle aree di possibile passaggio di mezzi e normalmente in quota su rack;*
- *tutte le linee di collegamento dei serbatoi sono ben identificate da apposita etichetta identificativa posta alla radice della linea sul serbatoio;*
- *nessuna linea di trasferimento materie prime / prodotti / rifiuti è interrata;*



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- *l'accesso alle pensiline di carico/scarico può avvenire, lungo percorsi perimetrali l'impianto, al termine delle operazioni il mezzo è quindi in grado di allontanarsi senza la necessità di effettuare manovre potenzialmente pericolose;*
- *eventuali sversamenti da tubazioni aeree, dato il continuo presidio dell'impianto, sarebbero facilmente individuabili;*
- *i sistemi presenti in stabilimento per il contenimento di eventuali fuoriuscite di prodotti petroliferi si basano su due distinte reti fognanti che servono aree distinte per destinazione d'uso.*

In conclusione il Gestore ritiene che, sebbene ad oggi nell'area di pertinenza della raffineria Alma Petroli sia presente una contaminazione localizzata da idrocarburi legata ad attività pregresse, le valutazioni eseguite hanno permesso di attestare l'assenza di una futura possibilità di contaminazione del suolo e/o delle acque sotterranee connessa all'uso, alla produzione o al rilascio di una o più sostanze pericolose all'interno della raffineria.

8. VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT

Secondo quanto stabilito dall'art. 29-bis, comma 1 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., per l'individuazione delle migliori tecniche disponibili il Gestore ha fatto riferimento alle CONCLUSIONI SULLE BAT (di seguito anche BATC) concernenti la raffinazione di petrolio e gas emanate con la Decisione di Esecuzione della Commissione del 9 ottobre 2014 (2014/738/UE), ai sensi della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alle emissioni industriali.

Inoltre il Gestore ha considerato il BREF "*Reference Document on Best Available Techniques to Industrial Cooling System*" (Dec. 2001) in relazione ai sistemi di raffreddamento, in quanto non trattati specificatamente nelle conclusioni sulle BAT, ed anche il BREF "*Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency*" (Feb. 2009), in merito al cogeneratore.

Il Gestore dichiara che per i comparti ambientali "emissioni sonore" ed "emissioni odorigene" non sono presenti per i vari processi analizzati delle BAT ad essi relativi.

Il Gestore segnala infine che non sono adottate BAT alternative.

Il Gestore ritiene che la raffineria Alma Petroli risulti sostanzialmente conforme a tutte le BATC applicabili direttamente ai propri impianti ed ai propri sistemi di gestione.

8.1 BAT Generali

Si riportano di seguito le schede AIA relative all'adozione delle BAT generali, fornite dal Gestore all'interno della domanda di Riesame.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

D.1.1.BAT Generali

Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Rif. BAT Conclusions e BRef di Settore		Rif. BAT Conclusions e BRef non di Settore		Altri riferimenti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il presunto termine di attuazione
		BATC (indicare num. BAT)	Rif. BRef (se BATC non pubblicate)	BATC (indicare num. BAT)	Rif. BRef		
SGA ³	<p>Alma Petroli è dotata di un Sistema di Gestione Ambientale conforme alla norma UNI EN ISO 14001, certificato per la prima volta nel 2006; pertanto, sono rispettati pienamente tutti i requisiti previsti dalla BAT 1.</p> <p>L'ente certificatore esterno è DNV.</p> <p>Non è stata condotta in fase di progettazione iniziale dell'impianto un'analisi di pinch formalizzata, tuttavia va evidenziato che è stata svolta recentemente una diagnosi energetica dei processi secondo norma UNI CEI EN 16247 (doc. Rif. CEN008-F/0244 Faenza, 18-11-2015).</p>	<p>Bar 1</p>	N.A.				
	<p>Le caldaie presenti nell'impianto di Alma Petroli producono olio diatermico caldo il quale, mediante evaporatori, scambia il calore con l'acqua addolcita e filtrata producendo vapore.</p>	<p>Bar 2 - 1a</p>	N.A.				
	<p>Le caldaie presenti nell'impianto di Alma Petroli sono caldaie a recupero di calore: l'olio diatermico caldo in uscita viene utilizzato in scambiatori di calore prima di essere rinviato in testa alle caldaie per essere nuovamente riscaldato.</p>	<p>Bar 2 - 1b</p>	N.A.				
Consumo ed efficienza energetica	<p>Le caldaie presenti nell'impianto di Alma Petroli sono caratterizzate da una combustione controllata automatizzata. Vengono inviati alle suddette caldaie anche i fumi caldi provenienti dalla fase di ossidazione del bitume.</p> <p>Su tutte le correnti dei vapori di stripping è applicato il controllo della portata.</p>	<p>Bar 2 - 1c</p>	N.A.				
		<p>Bar 2 - 1a</p>	N.A.				
		<p>Bar 2 - 1b</p>	N.A.				



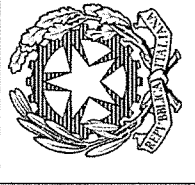
Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC

ALMA Petroli S.p.A.

Ravenna

D.1.1.1 BAI Generali

Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Rif. BAT Conclusioni e BRef di Settore		Rif. BAT Conclusioni e BRef non di Settore		Altri riferimenti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il presunto termine di attuazione
		BAT (indicare num. BAT)	Rif. BRef (se BATIC non pubblicate)	BATIC (indicare num. BAT)	Rif. BRef		
	<p>Il rendimento energetico della raffineria è valutato globalmente attraverso le attività del sistema di gestione ambientale relative al controllo delle prestazioni e al miglioramento. Vengono da tempo monitorati anche alcuni indicatori come il consumo energetico rispetto alle tonnellate di greggio passato in lavorazione. Si conferma, come già indicato nelle domande di AIA precedenti, che la raffineria Alma Petroli si attesta ogni anno su livelli ottimi rispetto alla media italiana relativamente al suddetto indicatore.</p> <p>Ad integrazione di queste attività, è stata svolta nel corso del 2015 una diagnosi energetica, nell'ambito della quale sono stati identificati un'altra serie di indicatori rappresentativi di performance energetica.</p> <p>Alma Petroli ha installato un impianto di cogenerazione con potenza elettrica nominale pari a circa 1 MWe e una potenza termica nominale inferiore a 3MWt. Tale impianto è in grado di garantire una produzione combinata di energia elettrica e termica, quest'ultima sotto forma di vapore a bassa pressione e acqua calda.</p> <p>Le caldaie presenti nell'impianto di Alma Petroli che producono energia termica necessarie al processo produttivo, alla produzione di vapore e al riscaldamento dei prodotti possono essere alimentate secondo 4 possibili scenari di composizione del combustibile: gas naturale, virgin nafta, gas naturale + fuel gas derivante dalla fase di ossidazione e virgin nafta + fuel gas derivante dalla fase di ossidazione. È intenzione di Alma Petroli, come già comunicato al MATTM, procedere ad un progressivo abbandono della virgin nafta quale combustibile impiegato nelle caldaie a favore del gas naturale, ai fini di ridurre le emissioni di sostanze inquinanti in atmosfera.</p> <p>I prodotti in uscita dalla Raffineria Alma Petroli sono tutti allo stato liquido ad eccezione del Bimne ossidato in pani che viene opportunamente confezionato in parallelepipedi. La macchina per il confezionamento, che consta di 4 sezioni, riveste i pani di bitume in uscita dallo stampo con un film di polietilene termoretrattile per evitare la produzione di polveri. Tutte le materie prime ausiliarie utilizzate nelle attività di raffinazione sono allo stato liquido, pertanto la BAT di riferimento non risulta applicabile; non è infatti presente materiale polverulento.</p>	Bat 2 - ii.c	N.A.				
		Bat 2 - iii.a	N.A.		Bat 17 Bref "Energy Efficiency"		
		Bat 2 - iii.b	N.A.				
Stoccaggio e movimentazione e gestione materiali		Bat 3	N.A.				



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC

ALMA Petroli S.p.A.

Ravenna

D.1.1 BAT Generali

Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Rif. BAT Conclusions e BRef di Settore		Rif. BAT Conclusions e BRef non di Settore		Altri riferimenti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il presunto termine di attuazione
		BAT (indicare num. BAT)	Rif. BRef (se BAT non pubblicate)	BATC (indicare num. BAT)	Rif. BRef		
Emissioni convogliate in atmosfera	<p>Il combustibile principale utilizzato per la produzione di energia termica è il metano. Esiste la possibilità, in caso di indisponibilità di metano dalla rete, di utilizzare come combustibile per la produzione di energia termica un combustibile leggero autoprodotta, ovvero la virgin nafta. Tale combustibile presenta un basso contenuto di zolfo, mediamente circa lo 0,5%.</p> <p>È inoltre presente un impianto scrubber per il lavaggio della corrente di RFG (off gas), contenente H₂S, in uscita dalle fasi di distillazione e mandata in alimentazione ai forni di processo; tale lavaggio mediante soda (NaOH) permette di eliminare l'idrogeno solforato dalla corrente e di avere, pertanto, un maggior controllo sulle emissioni finali di SO_x.</p> <p>Per quanto concerne l'impianto di cogenerazione, i sistemi di abbattimento riguardano gli inquinanti NO_x e CO. La camera di combustione del motore adotta una combustione con "miscela magra" quindi a bassa produzione/formazione di NO_x che garantisce una concentrazione in uscita inferiore a 250 mg/Nm³. Per l'abbattimento del CO invece è stato adottato un sistema di abbattimento catalitico sui flumi di scarico.</p> <p>I fumi provenienti dai serbatoi di stoccaggio bitume e da ossidazione dello stesso sono inviati all'impianto di depurazione VEPAL; esso tratta il gas prima dell'emissione in atmosfera mediante due sezioni di lavaggio (venturi a gola variabile e torre a riempimento statico).</p> <p>Infine va rilevato che in impianto non sono presenti catcrackers, cokers, rigeneratori FCC, turbine a gas e unità di recupero dello zolfo.</p> <p>Nel caso di condizioni di funzionamento diverse da quelle normali (operazioni di avvio e di arresto, lavori di manutenzione ordinaria e straordinaria) esistono determinate istruzioni operative del Sistema di Gestione Qualità Sicurezza Ambiente che assicurano il corretto funzionamento dei sistemi di trattamento delle emissioni (ad esempio QAS-PRO_PI-DIST-111 "Istruzione operativa per la fermata programmata e di emergenza dell'impianto di distillazione").</p> <p>Si evidenzia che gli impianti di trattamento quali il VEPAL e, di più recente installazione, l'impianto di lavaggio off-gas, dopo la normale fase di messa a regime hanno mostrato ottimi tassi di disponibilità in varie condizioni di processo.</p> <p>Il sistema di lavaggio affiat è stato dimensionato considerando conservativamente una portata di gas acido da inviare al lavaggio pari al doppio della portata operativa tipica.</p> <p>All'interno dell'impianto di Alma Petroli non sono adottati sistemi di trattamento degli NO_x di riduzione catalitica selettiva (SCR) e di riduzione catalitica non selettiva (SNCR). Pertanto si può escludere la possibilità di formazione di emissioni contenenti ammoniaca.</p>	Bat 7	N.A.				
		Bat 5	N.A.				



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petrolis S.p.A.
Ravenna

D.1.1 BAT Generali

Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Rif. BAT Conclusioni e BRRef di Settore		Rif. BAT Conclusioni e BRRef non di Settore		Altri riferimenti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il presunto termine di attuazione
		Rif. BAT (indicare num. BAT)	Rif. BRRef (se BATC non pubblicate)	BATC (indicare num. BAT)	Rif. BRRef		
Emissioni diffuse/fuggitive	<p>Attualmente non è previsto il trattamento delle acque acide di processo provenienti dall'unità di distillazione della raffineria. Tali acque acide, infatti, sono inviate al depuratore consortile esterno della società SAI attraverso lo scarico autorizzato in AIA (codificato come SFI).</p> <p>Alma Petrolis ha già sviluppato un progetto per l'installazione di un impianto di lavaggio acque acide all'interno del proprio stabilimento, come comunicato al MATTM con comunicazione di modifica non sostanziale di AIA sulla quale il MATTM ha rilasciato il proprio parere positivo (Prot. CIPPC-00_2013-0000103 del 18/07/2013).</p> <p>Approfondendo però la fattibilità tecnico economica dell'investimento si è al momento deciso di procrastinarlo a più lungo termine, anche in considerazione del fatto che l'impianto di trattamento esterno non ha mai sollevato particolari criticità nel trattamento dei flussi idrici, compresi quelli con elevata acidità, ricevuti dalla raffineria. Non sono quindi presenti impatti positivi significativi diretti associati all'eventuale installazione dell'impianto, considerando che il limitrofo impianto di depurazione consortile è già pienamente in grado di trattare i flussi idrici prodotti nella raffineria Alma Petrolis garantendo impatti sugli scarichi finali in acque superficiali non significativi.</p> <p>Secondo quanto previsto dal Piano di Monitoraggio, annualmente vengono stimate le emissioni diffuse di COV dai serbatoi di stoccaggio della raffineria attraverso l'applicazione del software specifico TANKS dell'Environmental Protection Agency (EPA) statunitense. In ottemperanza alle prescrizioni in merito al rilascio dell'AIA Prot. DVA_DEC-2011-000032 del 07/06/2011 è stato inoltre sviluppato e viene periodicamente attuato un programma LDAR per il monitoraggio ed il contenimento delle emissioni fuggitive.</p>	Bat 9	N.A.	Bat 6	N.A.		



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC ALMA Petroli S.p.A. Ravenna

D.1.1 BAI Generali

Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Rif. BAT Conclusions e BRef di Settore		Rif. BAT Conclusions e BRef non di Settore		Altri riferimenti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il presunto termine di attuazione
		BAT (indicare num. BAT)	Rif. BRef (e BATC non pubblicate)	BATC (indicare num. BAT)	Rif. BRef		
	<p>Alma Petroli ha predisposto e applica una procedura per garantire il corretto funzionamento delle attrezzature e degli impianti utilizzati al fine di prevenire malfunzionamenti, perdite, rotture che possono causare impatti ambientali e o mettere a rischio l'incolumità dei lavoratori addetti.</p> <p>In particolare sono previste attività di manutenzione preventiva anche sui serbatoi di stoccaggio. I dettagli sono descritti nella procedura del Sistema di Gestione Qualità Sicurezza Ambiente QAS-MUT-P2 "Elaborazione e Gestione Piano di Manutenzione Preventiva".</p> <p>Inoltre, in accordo a quanto previsto dal PMC di AIA, sono svolte sui serbatoi anche ispezioni periodiche, secondo quanto definito nella procedura QAS-LOG-P2 "Gestione Serbatoi" del Sistema di Gestione. La procedura prevede due tipologie di ispezioni: una visita giornaliera (nell'arco di una settimana viene garantito il controllo completo del parco serbatoi presente in stabilimento), svolta dal personale di Alma Petroli, e l'altra trimestrale svolta da personale specializzato.</p> <p>Nell'ottica di una riduzione delle emissioni diffuse in atmosfera, Alma Petroli ha apportato nel tempo modifiche impiantistiche ad alcuni serbatoi dedicati allo stoccaggio di prodotti semilavorati, arrivando a ridurre fino al 70% le emissioni diffuse nell'ultimo decennio.</p> <p>La virgin nafta, che tra i prodotti stoccati risulta essere quella maggiormente volatile e potenzialmente presente all'interno di 7 serbatoi di cui 6 sono a tetto galleggiante a doppia tenuta e uno a tetto fisso con recupero dei vapori.</p> <p>Nella raffineria non esistono tratti significativi di tubazioni interessate dalla presenza di fluidi ad alta pressione di vapore.</p> <p>Alma Petroli è dotata di procedure del Sistema di Gestione Qualità Sicurezza Ambiente in grado di garantire la corretta installazione degli impianti. Nello specifico, sono presenti procedure specifiche relative al "Verbale di sopralluogo a consegna dei lavori ultimati" (QAS-ACQ-P2-A10) e al "Verbale di sopralluogo stato di avanzamento lavori" (QAS-ACQ-P2-A11).</p> <p>Alma Petroli, come prescritto dall'AIA, ha installato un programma LDAR per la quantificazione e riduzione delle emissioni fugitive da componenti di processo delle linee. Ogni anno i risultati delle attività LDAR vengono riportate, annualmente, all'interno del Reporting Annuale relativo ai risultati del Piano di Monitoraggio e Controllo.</p>	<p>BAT 18-I</p> <p>N.A.</p>					
		<p>Bat 18-II</p> <p>N.A.</p>					
		<p>Bat 18 - III</p> <p>N.A.</p>					



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

D.L.I. BAT Generali

Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Rif. BAT Conclusions e BREF di Settore		Rif. BAT Conclusions e BREF non di Settore		Altri riferimenti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il precario terminis di attuazione
		BATC (indicare num. BAT)	Rif. BREF (o BATC non pubblicate)	BATC (indicare num. BAT)	Rif. BREF		
Monitoraggi o delle emissioni convogliate	<p>Alma Petroli è dotata di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SMCE) per l'analisi nei fumi di combustione dei punti di emissione E01, E02, E04 ed E05 delle concentrazioni di NOx, SOx, CO, C.O.T., CO, polveri ed HCl.</p> <p>Per i medesimi punti di emissione sono inoltre previste misure discontinue (bimestrale) delle concentrazioni di metalli pesanti (Arsenico, Cadmio, Cobalto, Cromo, Mercurio, Piombo, Rame, Fluoro, Selenio, Zinco), PM10, H2S e NH3.</p> <p>Si precisa che non è previsto il monitoraggio di Azoto in quanto nell'impianto di Alma Petroli non sono presenti unità di cracking catalitico.</p> <p>Nell'impianto Alma Petroli non è presente l'unità di cracking catalitico.</p> <p>Per quanto concerne le unità di combustione, sono effettuate le misurazioni in continuo delle emissioni di NOx e SO2; pertanto non sono necessari monitoraggi del tenore di N e S nel combustibile utilizzato.</p> <p>Inoltre, mediante il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni è possibile misurare il tenore di O₂ negli effluenti gassosi.</p>	Bat 4	N.A.				
Gestione delle acque refine ed emissioni in acqua	<p>Alma Petroli effettua da parecchi anni un significativo recupero e riutilizzo delle acque dopo la fase di disoleazione, diminuendo così il fabbisogno generale di acqua vergine.</p> <p>La maggior parte dei consumi idrici all'interno della raffineria è dovuta ai processi produttivi; al fine di garantire un risparmio sul consumo di acqua è stato realizzato un sistema di raffreddamento a ricircolo totale che, al contempo, esclude eventuali fenomeni di contaminazione delle acque limitrofe.</p> <p>Inoltre, è presente anche un sistema di recupero e pretrattamento interno delle acque meteoriche imputate e quelle di prima pioggia che possono essere riutilizzate nella rete antincendio, per il collaudo di apparecchiature, per il lavaggio dei piazzali, per la pulizia aree di carico scarico e per il recupero delle acque inviate alle torri evaporative, con significativi risparmi di acqua "verGINE".</p>	Bat 5	N.A.				
		Bat 11 - i	N.A.				



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

D.1.1 BAT Generali

Comparso/ matrice ambientale	Tecnica	Rif. BAT Conclusioni e BREF di Settore		Rif. BAT Conclusioni e BREF non di Settore		Altri riferimenti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il presunto termine di attuazione
		BATC (indicare num. BAT)	Rif. BREF (se BATIC non pubblicate)	BATIC (indicare num. BAT)	Rif. BREF		
	<p>Lo stabilimento è dotato di una separazione della rete fognaria nelle cosiddette "acque inorganiche" gestita in regime di prima e seconda pioggia ai sensi del DGR 236/05, costituita principalmente da acqua meteorica proveniente dalla zona nord-ovest dello stabilimento, e "acque organiche", che comprendono, ad esempio, le acque di drenaggio dei serbatoi, le acque domestiche, le acque meteoriche di dilavamento provenienti dalla zona sud-est e le acque provenienti dalla centrifuga dei fanghi.</p> <p>Le acque di processo di ossidazione del bitume sono invece inviate al depuratore mediante autobotti.</p> <p>Per quanto riguarda il trattamento delle acque acide, si veda quanto già indicato in relazione alla BAT 9.</p> <p>Le acque di processo non vengono mai in contatto, se non a causa di eventi incidentali, con i fluidi di processo.</p> <p>Per la gestione delle acque meteoriche, quelle di prima pioggia e quelle provenienti da aree potenzialmente contaminate vengono inviate al pretrattamento interno per essere poi finalizzate (rete antincendio, collaudi, lavaggio di piazzali ecc.) e scaricate per la parte eccedente all'impianto SAI per il loro trattamento, quelle di seconda pioggia sono invece scaricate nel Candiano.</p> <p>Per la prevenzione delle perdite e delle fuor uscite, Alma Petroli ha intrapreso negli anni vari programmi di manutenzione ed interventi di carattere preventivo tra cui:</p> <ul style="list-style-type: none"> • il monitoraggio della rete fognaria attraverso prove di tenuta e rifacimento di alcuni tratti di essa; • un programma di ispezione e manutenzione dei serbatoi; • un programma di pavimentazione dei bacini e delle strade; • un programma di sigillatura delle superfici di appoggio dei serbatoi o installazione di doppi fondi. <p>Tutte le rubazioni, protette catodicamente, sono fuori terra o posizionate in cunicoli ispezionabili e cementati sul fondo.</p> <p>In uscita da ogni bacino di contenimento la rete fognaria è attrezzata con pozzetti dotati di valvole di sezionamento o serrande a glughottina, tenute generalmente chiuse, in grado di impedire, nel caso di sversamenti ingenti, il diffondersi del prodotto in altre zone dello stabilimento.</p>	Bar II - ii	N.A.				
		Bar II - iii	N.A.				
		Bar II - iv	N.A.				



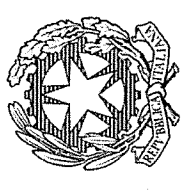
Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC

ALMA Petroli S.p.A.

Ravenna

D.1.1. BAT Generali

Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Rif. BAT Conclusions e BRef di Settore		Rif. BAT Conclusions e BRef non di Settore		Altri riferimenti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il presunto termine di attuazione
		BATC (indicare num. BAT)	Rif. BRef (se BATC non pubblicate)	BATC (indicare num. BAT)	Rif. BRef		
Monitoraggi o delle emissioni in acqua	<p>Le acque industriali, le acque reflue domestiche e quelle di spurgo delle torri evaporative sono inviate tramite nubi al impianto di depurazione consortile.</p> <p>Le acque meteoriche di prima pioggia e quelle provenienti da aree potenzialmente contaminate sono raccolte ed inviate a pretrattamento per essere riutilizzate; tale pretrattamento prevede dissolcazione, filtro a sabbia, filtro a carboni attivi, trattamento con biocida e accumulo.</p> <p>Si rimanda a quanto riportato nella Bat 12.</p> <p>Lo scarico SF1, conferite all'impianto di depurazione consortile, è costituito da due tipologie di acque reflue differenti: acque di tipologia 1 (ad alto carico inquinante) e acque di tipologia 2 (a basso carico inquinante).</p> <p>Le acque di tipologia 1 sono campionate e caratterizzate per ogni batch (circa tre conferimenti a settimana), mentre le acque di tipologia 2 sono sottoposte a campagna analitica bisettimanale.</p> <p>Lo scarico SF2 è costituito dalle acque reflue di seconda pioggia dell'area Nord-Ovest di raffineria e dall'acqua proveniente dall'impianto di addolcimento osmosi vengono scaricate direttamente nel canale Candiano. Alcuni parametri vengono monitorati con cadenza bisettimanale dai laboratori interni di Alma Petroli mentre altri con cadenza mensile da laboratori esterni. La frequenza ed anche i profili analitici adottati sulle acque dello scarico SF2, seconde piogge, sono sovrabbondanti rispetto alle BAT ed anche alle norme nazionali di riferimento.</p> <p>Nell'ambito SGA è previsto un piano di gestione rifiuti che assicura, ove possibile, il riutilizzo e il recupero; attualmente, parte dei rifiuti prodotti vengono già recuperati e rimessi nel processo (es: sfidi di bitume, oli, ecc.).</p> <p>La gestione dei rifiuti è regolata dalla procedura del sistema A-GES-P-2.</p> <p>Il rapporto annuale sulle quantità di rifiuti prodotti è costituito dal MUD e dai SISTRI; informazioni relative ai rifiuti sono contenute anche nel Reporting Annuale "Risultati del Piano di Monitoraggio e Controllo" prodotto annualmente da Alma Petroli.</p> <p>Nello stabilimento è presente un sistema discontinuo di centrifuga dei fanghi oleosi che produce acqua chiarificata oleosa in uscita. Tale acqua chiarificata viene inviata, insieme alle acque meteoriche contaminate e di prima pioggia, ad un pretrattamento interno mediante il quale si recupera la frazione oleosa.</p>	Bat 12	N.A.				
		Bat 13	N.A.				
		Bat 10	N.A.				
Produzione e gestione dei rifiuti		Bat 14	N.A.				
		Bat 15	N.A.				



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

D.1.1 BAT Generali

Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Rif. BAT Conclusioni e BRef di Settore		Rif. BAT Conclusioni e BRef non di Settore		Altri riferimenti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il presunto termine di attuazione
		BAT (indicare num. BAT)	Rif. BRef (o BATC non pubblicate)	BATC (indicare num. BAT)	Rif. BRef		
	L'unico sistema di abbattimento catalitico presente nella raffineria di Alma Petroli è installato nei pressi dell'impianto di cogenerazione per la riduzione dei valori di CO in uscita. I catalizzatori esausti vengono smaltiti in strutture esterne al sito. Vengono periodicamente redatte valutazioni di impatto acustico al fine di effettuare una valutazione del rumore ambientale verificando con esito positivo il rispetto dei valori limite di emissione sonora in ambiente esterno dettati dalla normativa vigente in materia (DPCM 14/11/97).	Bar 16	N.A.				
Emissioni sonore	Non sono presenti a contorno dell'area su cui insiste la raffineria possibili ricettori sensibili. Sulla base di quanto riportato nella "Valutazione di Impatto Odorigeno" presentata nell'aprile 2013 in ottemperanza a quanto richiesto nell'Autorizzazione Integrata Ambientale (DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011) è stato ritenuto che le emissioni odorigene della raffineria Alma Petroli determinano un impatto odorigeno sull'ambiente circostante pienamente accettabile, considerando anche le numerose ipotesi conservative adottate.	Bar 17	N.A.				
Emissioni odorigene							

8.1 BAT applicate al singolo processo

Si riportano di seguito le schede AIA relative all'adozione delle BAT applicate al singolo processo, fornite dal Gestore all'interno della domanda di Riesame.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

D.1.2 BAT applicate al singolo processo non già indicate tra le BAT generali

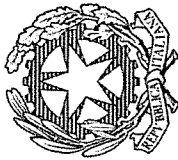
Comparto/ matrice ambientale	Processo/ Unità	Tecnica	Rif. BAT Conclusions e BRef di Settore dell'attività principale	Rif. BAT Conclusions e BRef non di Settore		Raggiungimento BAT-AELs /BAT-AEPL ove pertinenti			Altre tecniche / BAT			
				BATC (num. BAT)	Rif. Bref	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	Inquinanti e	SI Termine previsto per il raggiungimento	NO	Altre riferime nti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il preciso termine di attuazione
Emissioni convogliate in atmosf.	Produzione di Bitume	<p>I gas incondensabili in uscita dalle fase di ossidazione dei bitume vengono inviati direttamente alle caldaie e valorizzati come combustibile nella centrale termica. Le emissioni di riferimento rispettano i limiti previsti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale (DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011). L'ossidazione termica dei gas avviene ad una temperatura intorno ai 500°C in quanto è esclusa, vista l'assenza di agenti catalizzatori contenenti cloro nella fase produttiva, la formazione di composti clorurati. Tale condizioni è stata attestata nel corso degli anni con opportune campagne di monitoraggio, i cui esiti sono stati trasmessi al MAITM, che ha poi provveduto, nello specifico tramite ISPRA (Prot. 39507 del 04/10/2013), ad approvare l'eliminazione dei composti clorurati microinquinanti dai profili analitici di monitoraggio della raffineria Alma Petroli, in quanto non pertinenti.</p> <p>Gli sfari provenienti dalle operazioni di stoccaggio bitume sono coavvolgati e trattati in un impianto scrubber (VEPAL) prima dell'emissione in atmosfera.</p> <p>È inoltre presente un sistema di lavaggio della corrente di off-gas (corrente gassosa contenente H₂S) da avviare a combustione provenienti dall'unità di desulfurazione del petrolio greggio e dall'unità di ossidazione del bitume; tale sistema di lavaggio degli sfari ha lo scopo di eliminare l'idrogeno solforato dalla corrente gassosa, tramite un lavaggio con soda (NaOH). Il sistema è stato dimensionato considerando conservativamente una portata di gas acido da inviare al lavaggio pari al doppio della portata operativa tipica.</p>	Bat 23-1 N.A.	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	Inquinanti e	SI Termine previsto per il raggiungimento	NO	Altre riferime nti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il preciso termine di attuazione
			Bat 23-ii N.A.									



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

D.1.2 BAT applicate al singolo processo non già indicate tra le BAT generali

Comparto/ matrice ambientale	Processo/ Unità	Tecnica	Rif. BAT Conclusioni di Settore e Brief dell'attività principale		Rif. BAT Conclusioni di Settore e Brief di Settore		Raggiungimento BAT-AEL ₃ /BAT-AEPL per impianti		Altre tecniche / BAT	
			BATC (num. BAT)	Rif. Brief	BATC (num. BAT)	Rif. Brief	Inquinanti	SI Termine previsto per il raggiungimento	NO _x	Altri riferimenti
	Raffreddame nto		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.				
		Si veda l'analisi specifica riportata a conclusione del capitolo.	Bar 34	N.A.			NO _x	SI		
		Le emissioni dalle caldaie Therna e Bono hanno evidenziato, nel quadrennio 2011-2015, concentrazioni medie di polveri inferiori a 5 mg/Nm ³ . Tali valori sono perfettamente allineati con i valori di medie mensili (BAT-AEL) indicati nel documento BATC, attestandosi intorno all'estremo inferiore del range di riferimento.	Bar 35	N.A.			Polveri	SI		
	Unità di combustione	Si veda l'analisi specifica riportata a conclusione del capitolo.	Bar 36	N.A.			SO _x	SI		
		Alma Petroli, al fine di controllare l'efficienza energetica della combustione ha installato sulle caldaie Therna e Bono un monitoraggio in continuo della concentrazione di CO e del tenore di ossigeno nei fumi. Le concentrazioni medio di CO rilevate nei fumi delle caldaie Therna e Bono nel periodo 2011-2014 sono rispettivamente pari a 4,2 mg/Nm ³ e 5,1 mg/Nm ³ ; questi valori misurati risultano ampiamente al di sotto della concentrazione media mensile di 100 mg/Nm ³ riportata nel documento delle BAT conclusioni nonché limite di bolla ALA. Si ritiene siano rispettate analoghe condizioni anche a valle dell'installazione della nuova caldaia Bono in sostituzione della Therna.	Bar 37	N.A.			CO	SI		



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

D.1.2 B.A.T applicate al singolo processo non già indicate tra le B.A.T generali

Comparto/ matrice ambientale	Processo/ Unità	Tecnica	Rif. B.A.T Conclusioni e BREF dell'attività principale		Rif. B.A.T Conclusioni e BREF non di Settore		Raggiungimento BAT-AELs/BAT-AEPL ove pertinenti			Altre tecniche / B.A.T
			BATC (num. BAT)	Rif. Bref	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	Laquaint e	Attuale raggiunti	SI Termine previsto per il raggiungimento	
										Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il prezioso termine di attuazione
	Distillazione primaria	<p>Alma Petroli è dotata un sistema di lavaggio della corrente di off-gas da avviare a combustione e proveniente dall'unità di distillazione del petrolio greggio e dalla fase di ossidazione bitume: tale corrente gassosa, contenente H₂S, proveniente dai sistemi di condensazione di testa delle due colonne di preflash e distillazione sono vuoti e dalle torri di ossidazione del bitume. Tale sistema di lavaggio degli sfiumi ha lo scopo di eliminare l'idrogeno solforato dalla corrente gassosa, tramite un lavaggio con soda (NaOH).</p> <p>La resa di abbattimento dell'idrogeno solforato si ritiene sia superiore al 98,5%, passando infatti dal valore in ingresso medio di 3,79 Kgh (pari a 37.600 ppm) ad uno medio in uscita inferiore ad 1 ppm.</p> <p>Gli sfiumi così trattati vengono poi inviati a termodistruzione nei forni di processo.</p> <p>Tutti gli sfiumi provenienti dai serbatoi contenenti bitume e bitume ossidato e dai punti di carico bitume sono convogliati all'impianto VEPAL. Tale impianto ha il compito di smaltire i vapori di ossidazione mediante un lavaggio in controcorrente con miscela di acqua e soda. Nello specifico, esso è costituito da due sezioni di lavaggio: la prima è rappresentata da un venturi a gola variabile e la seconda da una torre a riempimento statico.</p> <p>Dalle unità di distillazione la corrente di off gas in uscita viene convogliata ad un sistema di lavaggio con soda (NaOH) e poi avviata a termodistruzione nei forni di processo.</p>	BAT 46	N.A.						Altri riferime nti
	Trattamenti dei prodotti									



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

D.1.2. BAT applicate al singolo processo non già indicate tra le BAT generali

Comparto/ matrice ambientale	Processo/ Unità ¹	Tecnica	Rif. BAT		Rif. BAT Conclusioni e Brevi non di Settore		Raggiungimento BAT-AELs/BAT-AEPL ove pertinenti ²			Altre tecniche / BAT		
			Conclusioni e BRef di Settore dell'attività principale	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	Inquinanti e	SI		Termine previsto per il raggiungimento	NO 3
			BATC (num. BAT)	Rif. Bref	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	Inquinanti e	SI	Termine previsto per il raggiungimento	NO 3	Altri riferime nti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il previsto termine di attuazione
		<p>Alma Petroli gestisce sia in fase di ricezione della materie prime che in fase di spedizione dei prodotti lavorati, dei composti idrocarburi poco volatili o non volatili</p> <p>Tuttavia, le emissioni convogliate della fase di ricezione e stoccaggio delle materie prime e dalla fase di stoccaggio e movimentazione dei prodotti petroliferi sfusi vengono inviate all'impianto di abbattimento dei vapori da serbatoi denominato VEPAL.</p> <p>Il limite in emissione dall'impianto VEPAL legato al parametro COT, pari a soli 100 mg/Nm³, garantisce che le emissioni di NMCOV rispettino i BAT-AEL fissati in Tabella 16 delle BATC, anche nell'estremo inferiore. Non risultano quindi necessari approfondimenti sulle emissioni di benzene (nota 3 alla Tabella 16).</p> <p>Alma Petroli, in conformità con quanto prescritto nel decreto AIA, si è dotata di una torcia di raffineria per il convogliamento ed il trattamento per combustione degli sfusi provenienti da:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Valvole di sicurezza dell'impianto di distillazione; • Sfiato incondensabile da impianto di distillazione in caso di blocco del forno di processo e nei trasitori di impianto; • Bonifiche su linee/apparecchiature macchine contaminate da prodotti leggeri. <p>L'impianto è dimensionato per poter trattare una portata massima di emergenza di 40.556 kg/h di gas (pari alla massima portata dei gas provenienti dalle PSV di impianto in caso di incendio esteso). Tuttavia, la configurazione del sistema permette di trattare tutte le portate intermedie dalla portata minima di gas continuo di purga di 2.3 Nm³/h (1.6 kg/h) fino alla portata massima dichiarata</p>	Bat 52	N.A.								
		<p>Combustione in torcia</p>	Bat 55	N.A.								



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC ALMA Petrolis S.p.A. Ravenna

D.1.2 BAT applicate al singolo processo non già indicate tra le BAT generali

Comparto/ matrice ambientale	Processo/ Unità	Tecnica	Rif. BAT Conclusioni e BRef di Settore dell'attività principale		Rif. BAT Conclusioni e BRef non di Settore		Raggiungimento BAT-AELs/BAT-AEPL ore previdenti		Altre tecniche / BAT	
			BATC (num. BAT)	Rif. Bref	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	Inquinanti e raggiunti	SI Terminare previsto per il raggiungimento		NO ,
		<p>Il sistema torcia di Alma Petrolis, di recente realizzazione, è costituito nel suo complesso da:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Collettori drenanti di raccolta che dall'impianto trasportano i fluidi alla torcia (defini collettori di blow-down); • Sistema di iniezione continua di metano e discontinua di metano/vapore per il mantenimento in atmosfera sicura dei collettori stessi; • Serbatoio separatore verticale B-901 (detto anche Knock-Out Drum) che è integrato nella struttura della torcia e consente di separare dalla corrente gas e liquidi ed eventuali particelle liquide fino ad un diametro di 600 µm; • Guardia idraulica B-902 (anch' essa integrata alla struttura della torcia) che ha funzione di sicurezza contro il ritorno di fiamma nel sistema. Contribuisce insieme con il gas di purga al mantenimento di una certa contropressione positiva nella linea di blow-down impedendo così eventuali infiltrazioni d'aria sui collettori; • Tubazione verticale autoportante che porta i gas fino all'altezza di emissione; • Terminale di torcia che alloggia la tenuta ventosa, il bruciatore principale, i bruciatori pilota, i sistemi di spray dell'acqua utilizzata come dispositivo "antifumo". <p>Sono inoltre stati installati un misuratore di portata dei gas inviati a torcia FT 917 (del tipo a ultrasuoni) e un Analizzatore dei gas inviati alla torcia AT913 (del tipo a Gas Cromatografia) che si attivano automaticamente ad ogni evento e quantificano, analizzano e registrano la composizione dei gas emessi.</p> <p>In accordo con le norme sulla segnalazione degli ostacoli alla navigazione aerea la torcia è munita di apposite luci di segnalazione poste sulla cima e a metà della sua elevazione il cui funzionamento deve essere garantito in tutte le condizioni.</p>	BATC (num. BAT)	Rif. BRef	BATC (num. BAT)	Rif. BRef	Inquinanti e raggiunti	SI Terminare previsto per il raggiungimento	NO ,	Altre tecniche / BAT
										Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il presunto termine di attuazione


 12/10/2005 ATTIVITA' I Petroli S.p.A. post-CAS - RAVENNA - AT 1111



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC ALMA Petroli S.p.A. Ravenna

D.1.2 BAT applicate al singolo processo non già indicate tra le BAT generali

Comparto/ matrice ambientale	Processo/ Unità	Tecnica	Rif. BAT		Rif. BAT Conclusioni di Settore e Bref non di Settore		Raggiungimento BAT-AELs/BAT-AEPL ove pertinenti		Altre tecniche / BAT	
			Conclusioni e BREF di Settore dell'attività principale	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	Inquinant e		SI Termine previsto per il raggiungimento
		<p>Alma Petroli è caratterizzata dalla presenza di serbatoi sia tetto fisso che a tetto galleggiante per lo stoccaggio di materie prime e semilavorati.</p> <p>I serbatoi contenenti bitumi e binami ossidati sono a tetto fisso e sono riscaldati ad una temperatura di 150-200°C, gli sfiumi provenienti da tali serbatoi sono convogliati ad un sistema di trattamento (impianto VEPAL).</p> <p>Nell'ottica di una riduzione delle emissioni diffuse, Alma Petroli ha approntato modifiche impiantistiche ad alcuni serbatoi dedicati allo stoccaggio di prodotti semilavorati arrivando a ridurre le emissioni diffuse di circa il 70% nell'ultimo decennio.</p> <p>E' opportuno sottolineare che le materie prime e i prodotti semilavorati presenti nello stabilimento Alma Petroli sono comunque prodotti poco volatili o non volatili.</p> <p>La virgum nafla, che tra i prodotti stoccati risulta essere quella maggiormente volatile è potenzialmente presente all'interno di 7 serbatoi di cui 6 sono a tetto galleggiante a doppia tenuta e uno a tetto fisso con recupero dei vapori.</p> <p>Il Sistema di Gestione Qualità Sicurezza e Ambiente di Alma Petroli è caratterizzato dalla presenza di apposite procedure per la gestione delle manutenzioni impiantistiche.</p> <p>Nello specifico, per la pulizia dei serbatoi, eseguita conformemente a quanto contenuto nella Bat 50, è necessario fare riferimento alle procedure QAS-MUT-P2 "Elaborazione e Gestione Piano di Manutenzione Preventiva" e QAS-LOG-P2 "Gestione serbatoi".</p>	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	Inquinant e	SI Termine previsto per il raggiungimento	NO 3	Altre riferime nti
	Stoccaggio e movimentazi one dei prodotti di raffineria		Bat 49	N.A.						Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il preciso termine di attuazione
			Bat 50	N.A.						



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

D.1.2 B.A.T applicate al singolo processo non già indicate tra le B.A.T generali

Comparto/ matrice ambientale	Processo / Unità	Tecnica	Rif. BAT		Rif. BAT Conclusioni e Brief non di Settore		Raggiungimento BAT-AELs/BAT-AEPL ove pertinenti			Altre tecniche / BAT		
			Conclusioni e BRef di Settore dell'attività principale	BATC (num. BAT)	BATC (num. BAT)	Rif. Brief	BATC (num. BAT)	Rif. Brief	Inquinant e	SI	Termine previsto per il raggiungimento	NO
Emissioni in acqua	Produzione del Bitume	Per il lavaggio degli sfari acidi si utilizza una miscela di acqua e soda fresca (soluzione variabile fra il 50% e l'80% di soda al 30%). Tale soluzione viene utilizzata in modalità discontinua, ricircolandola alla colonna di lavaggio, fino a quando la sua concentrazione non raggiunge il valore minimo di circa 3% in peso. approssimativamente dopo un periodo variabile tra 12 e 48 ore. I gas dell'ossidazione vengono separati dal liquido di trasciamento. L'acqua non viene sottoposta a stripping ma separata dall'olio e quindi successivamente inviata a depurazione biologica presso impianto esterno autorizzata. Gli oli separati dai gas per condensazione vengono trattati con gli altri slop e rialimentati nell'impianto di distillazione.	BATC (num. BAT)	BATC (num. BAT)	Rif. Brief	BATC (num. BAT)	Rif. Brief	Inquinant e	SI	Termine previsto per il raggiungimento	NO	Altre riferime nti
												Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il preciso termine di attuazione



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC

ALMA Petroli S.p.A.

Ravenna

D.1.2 B.A.T. applicate al singolo processo non già indicate tra le B.A.T. generali

Comparto/ matrice ambientale	Processo/ Unità	Tecnica	Rif. B.A.T. Conclusioni di Settore e Brief non di Settore		Raggiungimento BAT-AELs/BAT-AEPL ove pertinenti		Altre tecniche / BAT		
			BATC (num. BAT)	Rif. Brief	BATC (num. BAT)	Rif. Brief		SI Termine previsto per il raggiungimento	NO
		<p>Il fluido di raffreddamento del sistema adottato in raffineria è a ricircolo totale. Le torri evaporative sono dotate di ventilatori ad aria forzata. Tale evidenza impiantistica è confermata dal fatto che il prelievo di acqua di raffreddamento dalla canalletta CER è assai modesto.</p> <p>Il ricircolo totale esclude ogni possibilità di modifica delle caratteristiche naturali dei corpi idrici limitrofi. Il sistema adottato esclude in particolare la possibilità di scarico di acque aventi alle temperature o potenzialmente contaminanti.</p> <p>La gestione delle acque di raffineria è di tipo separato. Le acque di processo, previo pretrattamento, vengono inviate ad impianto esterno di depurazione (SAI S.r.l.)</p> <p>Nelle normali condizioni operative le acque non entrano mai in contatto con il greggio. Una simile eventualità è ipotizzabile solamente in casi accidentali a seguito dei quali le acque sono raccolte dai sistemi fognari, convogliate nelle acque di processo e inviate a depurazione.</p> <p>La massima quantità di calore dal processo di distillazione è sottratta tramite aerorefrigeranti, quindi attraverso sistemi ad aria.</p>							
	Raffreddamento		N.A.	N.A.	N.A.				
	Unità di combustione per la produzione di energia								
	Distillazione primaria		Bat 44	N.A.					
		L'impianto di vuoto è dotato solamente di pompe di vuoto ad anello liquido e l'acqua di tenuta è ricircolata.							



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

D.1.2 BAT applicate al singolo processo non già indicate tra le BAT generali

Comparto/ matrice ambientale	Processo/ Unità	Tecnica	Rif. BAT Conclusioni e BRef di Settore dell'attività principale		Rif. BAT Conclusioni e BRef non di Settore		Raggiungimento BAT-AEL/BAT-AEPL ove pertinanti			Altre tecniche / BAT	
			BATC (num. BAT)	Rif. Bref	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	Inquinanti	Attualme nte raggiunti	SI Termine previsto per il raggiungimento	NO	Altri riferime nti
		<p>Le acque di processo provenienti dalle sezioni di distillazione a pressione atmosferica e di distillazione sottovuoto vengono inviate alla sezione di trattamento delle acque reflue. Si veda inoltre quanto indicato rispetto alla BAT9 per il trattamento delle acque acide.</p>	Bat 45	N.A.							



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

D.1.2 BAT applicate al singolo processo non già indicate tra le BAT generali

Comparto/ matrice ambientale	Processo/ Unità	Tecnica	Rif. BAT		Rif. BAT Conclusioni di Settore e BREF non di Settore		Raggiungimento BAT-AEL/BAT-AEPL ove pertinenti			Altre tecniche / BAT	
			Conclusioni e BREF di Settore dell'attività principale	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	Inquinant e	SI Termine previsto per il raggiungimento		NO
		<p>Per il lavaggio degli sfianci acidi provenienti dalle fasi di distillazione si utilizza una miscela di acqua e soda fresca. Tale soluzione viene utilizzata in modalità discontinua ricircolandola alla colonna di lavaggio, fino a quando il contenuto di soda attiva non diminuisce fino ad un valore tale per cui il processo di assorbimento non è più efficiente ed è quindi necessario sostituire la soda esausta con una miscela di acqua e soda fresca.</p> <p>Nel corso del 2015 Alma Petroli si è dotata di un impianto di lavaggio caustico della virgin nafta.</p> <p>Le soluzioni di lavaggio si esauriscono progressivamente e vengono ricambiate in funzione dell'analisi del titolo di soda con soluzioni fresche.</p> <p>Le soluzioni esauste vengono temporaneamente isolate in un polmone di accumulo comune all'impianto di trattamento sfianci e poi conferite come rifiuto previo trasferimento a ciclo chiuso in serbatoio dedicato.</p> <p>Per quanto concerne l'impianto VEPAL, il liquido di lavaggio utilizzato all'interno del sistema di abbattimento, ritorna nella vasca di ricircolo all'interno del quale è presente un disoleatore atto a scaricare a raccogliere e scaricare l'olio abbattuto che decanta sulla superficie dell'acqua. Inoltre è presente anche una centralina di dosaggio per la soluzione alcalina, necessaria a neutralizzare i composti di natura acida. Questa soluzione, per mezzo di un'apposita pompa dosatrice comandata automaticamente dal regolatore di pH, viene immessa nella vasca di ricircolo tale da mantenere il pH dell'acqua di lavaggio sempre ad un buon livello basico (non inferiore a 8.5).</p>	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	BATC (num. BAT)	Rif. Bref	Inquinant e	SI Termine previsto per il raggiungimento	NO	Altri riferime nti	Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il presunto termine di attuazione
	Trattamenti dei prodotti		Bat 48	N.A.							



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

8.2 Gestione integrata delle emissioni di NOx ed SO₂

Il Gestore dichiara che la raffineria Alma Petroli ha caratteristiche molto peculiari rispetto al panorama nazionale ed europeo della raffinazione del greggio e non è ritenuta un impianto di raffinazione di elevata complessità.

Il Gestore ritiene non del tutto applicabile quanto indicato dalle BAT n. 57 e 58 in termini di gestione integrata delle emissioni.

Il Gestore dichiara che (in corsivo le dichiarazioni del Gestore): *“Questa considerazione dovrebbe risultare chiara ricordando che le sole unità / impianti di raffineria compresi tra le emissioni di bolla sono 2 forni di processo e 2 caldaie, che funzionano contemporaneamente a due a due, ossia in ogni periodo solamente n. 1 caldaia e n. 1 forno, per soddisfare i fabbisogni di raffineria, energetici e di processo.*

Non sono quindi presenti altre tipologie di impianti a cui rivolgere l'approccio integrato, come ad esempio i rigeneratori del cracking catalitico, le unità di recupero dello zolfo, ecc., come invece avviene nella maggioranza delle raffinerie nazionali.

Per questo motivo sono presenti solamente unità / impianti che fanno riferimento specificatamente alle BAT n. 34 e 36. Per il pieno rispetto delle BATC è apparso quindi opportuno, ed anzi necessario, approfondire la conformità diretta degli impianti a questi due riferimenti tecnici.

Detta conformità è stata attestata nel presente documento e viene qui ribadita.

Non si rileva quindi l'opportunità di doversi riferire alle BAT 57 e 58 in sostituzione degli approcci diretti relativi alle unità di combustione per quanto attiene la valutazione di conformità alle BATC, tuttavia si ritiene opportuno confermare l'approccio storicamente adottato sin dal rilascio di AIA per la valutazione della conformità delle emissioni ai limiti di legge. Si ricorda infatti che l'AIA prevede limiti fissati per la bolla di raffineria, in piena conformità con le previsioni della Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. relativamente alle emissioni in atmosfera provenienti da impianti di raffinazione del greggio.”

Il Gestore richiede quindi di mantenere l'approccio di fissazione del limite in termini di bolla di raffineria, evidenziando che il sistema di monitoraggio presente in Alma Petroli è conforme ai *“monitoraggi associati alle BAT 57 e 58”* indicati nel documento BATC. Il Gestore dichiara che è presente uno SME, che viene gestito secondo criteri conformi al D.Lgs. 152/2006 ed anche alla norma tecnica di riferimento UNI EN 14181, la cui applicazione permetterebbe di raggiungere livelli di accuratezza, affidabilità ed efficienza dei sistemi di monitoraggio allineati con quanto richiesto nelle BATC.

A valle della riunione del Gruppo istruttore del 30/11/2016 (cfr verbali prott. GI-Gestore: DVA-0001950 del 30/11/2016 - GI-Sessione riservata: DVA-0001951 del 30/11/2016), Alma Petroli, nella nota acquisita al prot.DVA-0030929/2016 del 21/12/2016, approfondisce ulteriormente il tema in oggetto chiarendo l'assetto emissivo della propria raffineria e quindi anche la posizione della stessa rispetto alle norme di riferimento nazionali ed anche alle BAT Conclusions per la raffinazione del greggio emanate dalla Comunità Europea.

Nella seguente figura sono riportati i punti di emissione di raffineria attualmente inseriti nel calcolo di bolla in ossequio alle disposizioni dell'AIA vigente, con indicazione della tipologia di alimentazione di ciascuna unità di combustione a cui sono associati. Si riporta anche la nuova caldaia BONO (E19), che sarà installata in sostituzione della caldaia THERMA.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Sigla camino	Descrizione	Tipo alimentazione
<i>E01</i>	<i>Caldaia THERMA</i>	<i>Gas naturale / Stream da ossidazione</i>
E19	Nuova caldaia BONO	Gas naturale / Virgin nafta / Stream da ossidazione
E02	Caldaia BONO	Gas naturale / Virgin nafta / Stream da ossidazione
E04	Forno F 102	Gas naturale / Fuel Gas
E05	Forno F 102/A	Gas naturale / Virgin nafta / Fuel Gas

Il Gestore chiarisce e ribadisce che, a valle dell'installazione della nuova caldaia BONO l'assetto emissivo "ordinario" della bolla di raffineria prevedrà il funzionamento contemporaneo della nuova caldaia BONO (E19) e del forno F102/A (E05). In caso di fermata di una di queste unità, programmata o meno, saranno eserciti anche la caldaia BONO esistente (E02), che attualmente è la caldaia principale di raffineria (con la caldaia THERMA – E01 - solo a sostituirla) e il forno F102 (E04), il cui impiego è stato negli ultimi anni del tutto residuale rispetto a quello del forno F102/A (E05).

Il Gestore inoltre conferma che le unità di combustione costituite dalla caldaia BONO esistente (E02), dalla nuova caldaia BONO (E19) e dal forno F102/A (E05) della raffineria Alma Petroli sono da considerarsi come "multi-combustibile". Le rimanenti unità di combustione, ossia il Forno F102 e la caldaia THERMA, quest'ultima che peraltro si andrà a dismettere a breve, possono ricevere solamente combustibili gassosi, in particolare gas naturale e stream da ossidazione / fuel gas.

Relativamente alle unità multicomcombustibile il Gestore dichiara che (in corsivo le dichiarazioni del Gestore): *"Questa caratteristica ha una diretta influenza sulle prestazioni che le unità di combustione possono garantire a livello emissivo; è infatti innegabile e molto chiaro anche dai dati riportati nel BREF di riferimento per la raffinazione, che impianti mono-combustibile alimentati a gas naturale possono garantire livelli emissivi di ossidi di azoto e di ossidi di zolfo inferiori rispetto a quelli ottenibili in unità multi-combustibile.*

Ciò detto, si conferma che grazie agli investimenti condotti negli anni per rendere fattibile la cessione all'esterno della raffineria della virgin nafta, è possibile esercire anche gli impianti multi-combustibile, in condizioni ordinarie, con alimentazione a gas naturale, riservando l'alimentazione a virgin nafta solamente a periodi in cui vi sia mancanza di gas da rete e comunque complessivamente per ogni unità ad un numero di ore di marcia pari al massimo al 5% delle ore di marcia complessive della singola unità.

In questo modo, rispetto all'assetto autorizzato con l'AIA vigente, si otterrà una riduzione importante delle emissioni di polveri ed anche di ossidi di zolfo, inquinanti per i quali l'alimentazione a gas naturale in sostituzione di combustibili liquidi risulta una tecnica primaria di abbattimento decisiva. Per quanto riguarda invece gli ossidi di azoto, anche con alimentazione a gas naturale le unità multi-combustibile non sono in grado di raggiungere le prestazioni delle unità monocombustibile alimentate anch'esse a gas naturale."

Sulla base di quanto riportato, il Gestore ritiene che anche rispetto alle indicazioni del documento BATC di raffineria, le unità di combustione costituite dalla caldaia BONO esistente (E02), dalla nuova caldaia BONO (E19) e dal forno F102/A (E05) non possano che considerarsi come unità di



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC ALMA Petroli S.p.A. Ravenna

combustione multi-combustibile, quindi le Tabelle di riferimento dei BAT-AEL per i valori di concentrazione di ossidi di azoto ed ossidi di zolfo risulterebbero rispettivamente la n. 11 e la n. 14 del documento comunitario e l'estremo superiore dei range per i due parametri (ossidi di azoto 300 mg/Nm³ – ossidi di zolfo 600 mg/Nm³) sarebbe, a detta del Gestore, sostanzialmente rispettato.

Ciò nonostante il Gestore richiede di potersi riferire alle BAT 57 e 58 del documento BATC di raffineria, anche per gestire con approccio integrato le emissioni di raffineria nel solco di quanto già fatto dal rilascio dell'AIA sino ad oggi.

Inoltre il Gestore dichiara che la raffineria Alma Petroli, già in assetto attuale, garantisce anche un monitoraggio pienamente conforme alle indicazioni delle BAT 57 e 58. E' infatti presente un Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (SME), che viene gestito secondo criteri conformi al D.Lgs. 152/06 e s.m.i. ed anche alla norma tecnica di riferimento UNI EN 14181, la cui applicazione permette di raggiungere livelli di accuratezza, affidabilità ed efficienza dei sistemi di monitoraggio del tutto allineati con quanto richiesto nelle BATC.

Di seguito si riporta la verifica di conformità di dettaglio, fornita dal Gestore, relativamente agli aspetti di monitoraggio fissati dalle BAT 57 e 58, riprendendo puntualmente le richieste delle BAT (coincidenti per la 57 e la 58).

Richieste specifiche delle BAT 57 e 58 per il monitoraggio di NOx ed SOx	Posizione della raffineria Alma Petroli
<i>— Un piano di monitoraggio che comprenda una descrizione dei processi monitorati, un elenco delle fonti di emissione e dei flussi (prodotti, gas di scarico) monitorati per ciascun processo e una descrizione della metodologia (calcoli, misurazioni) utilizzata, con le assunzioni ipotizzate e i livelli di confidenza associati;</i>	Conforme - L'AIA vigente, sulla base del Piano di monitoraggio proposto in origine da Alma Petroli, contiene il Piano di monitoraggio degli impianti fissati da ISPRA, che risponde alle indicazioni richieste. - La descrizione di dettaglio delle metodologie di calcolo e misurazione, con le assunzioni fatte e gli intervalli di confidenza associati è riportata nel Manuale di Gestione dello SME, già trasmesso al Ministero.
<i>— Un monitoraggio continuo delle portate dei flussi degli effluenti gassosi delle unità in questione, mediante misurazione diretta o metodo equivalente;</i>	Conforme - Lo SME adottato prevede il monitoraggio continuo tramite misurazione diretta delle portate di tutti i punti di emissione rientranti nella bolla di raffineria.
<i>— Un sistema di gestione dei dati per la raccolta, il trattamento e la comunicazione di tutti i dati di monitoraggio necessari per determinare le emissioni dalle fonti contemplate dalla tecnica di gestione integrata delle emissioni.</i>	Conforme - Il sistema di gestione dei dati è anch'esso descritto all'interno del Manuale di gestione dello SME già trasmesso al Ministero. - In sede di reporting mensile Alma Petroli trasmette al Ministero il riepilogo dei valori mensili di bolla determinati dallo SME.

Nella seguente tabella fornita dal Gestore sono indicati le medie annuali e i massimi delle concentrazioni mensili di bolla per il triennio indicato e per i parametri in parola; il Gestore ricorda che dal II semestre dell'anno 2015 l'alimentazione principale delle unità di combustione è stata quella a gas naturale, mentre in precedenza vi era un'incidenza dell'alimentazione a virgin nafta anche superiore al 50%.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Concentrazioni Ossidi di azoto NOx (mg/Nm ³)				
Anno	2014	2015	2016	2017
Medie	183,6	177,0	180,9	177,3
Massimi	220,0	232,3	210,8	226,5
Concentrazioni Ossidi di zolfo SOx (mg/Nm ³)				
Anno	2014	2015	2016	2017
Medie	357,1	194,0	98,68	94,11
Massimi	511,0	403,5	167,6	136,7

Tabella 1 – Medie delle concentrazioni mensili di bolla

Si riportano di seguito le conclusioni del Gestore (in *corsivo* le dichiarazioni del Gestore): “È possibile trarre le seguenti conclusioni:

- *le concentrazioni medie di ossidi di azoto si mantengono pressoché costanti negli anni ed anche nei mesi del triennio di riferimento, quindi l'alimentazione a gas naturale non appare apportare significativi benefici tangibili;*
- *il limite di bolla per gli ossidi di azoto pari a 250 mg/Nm³ risulta ben tarato per tutte le condizioni di funzionamento, considerando che si è assistito anche a massimi delle concentrazioni di bolla intorno al 90% del limite, quindi non vi è un eccessivo gap prudenziale;*
- *il limite vigente per gli ossidi di azoto pare ben tarato anche in condizioni di funzionamento della nuova caldaia BONO, per la quale il costruttore ha garantito un'emissione massima di ossidi di azoto in qualsiasi condizione di alimentazione pari a 250 mg/Nm³;*
- *come era lecito attendersi, le concentrazioni medie di ossidi di zolfo hanno avuto un decremento considerevole grazie all'adozione dell'alimentazione a gas naturale come alimentazione “primaria”;*
- *in particolare nell'anno 2016, ossia nell'anno con la maggiore alimentazione a gas naturale, la concentrazione di ossidi di zolfo media annuale e quella massima mensile si sono attestate entrambe ben lontane dal limite di riferimento, pari a 800 mg/Nm³;*
- *anche negli anni in cui si è utilizzata maggiormente l'alimentazione a virgin nafta si sono riscontrati valori massimi comunque lontani dall'attuale limite di bolla (al massimo pari a circa il 65% del limite), pertanto si conferma la disponibilità ad accogliere una riduzione del limite di bolla.”*

Pertanto il Gestore propone di:

- mantenere l'approccio di fissazione dei limiti di riferimento in termini di bolla di raffineria per tutti i parametri già così trattati nell'AIA vigente;
- confermare l'approccio dell'AIA vigente per il quale rientrano nella bolla di raffineria tutte le principali unità di combustione di raffineria;
- mantenere gli attuali limiti di bolla per gli ossidi di azoto e per tutti i restanti parametri di bolla, ad eccezione degli ossidi di zolfo;
- confermare la proposta di ridurre il limite di bolla per gli ossidi di zolfo da 800 mg/Nm³ a 600 mg/Nm³;



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- confermare la possibilità di utilizzo di virgin nafta nelle unità multi-combustibile, in ognuna per una percentuale massima del 5% delle ore annue totali di funzionamento della stessa unità di combustione.

9. PRESCRIZIONI

Di seguito si riportano le prescrizioni per l'esercizio della Raffineria ALMA Petroli SPA per l'esercizio della Raffineria sita nel Comune di Ravenna. Tali proposte derivano dall'analisi della documentazione trasmessa dal Gestore, dagli esiti degli incontri svolti con il Gestore e con i Rappresentanti delle Autorità Locali.

Trattandosi di un Riesame Complessivo disposto in coerenza con l'emanazione delle BAT Conclusions (Decisione di esecuzione della C.E. n. 2014/738/UE del 9 ottobre 2014) le valutazioni sono specificamente incentrate sull'applicazione delle suddette BAT, per quanto di pertinenza dell'assetto impiantistico installato. Inoltre l'autorizzazione AIA viene riformulata nel rispetto del contenuto del Decreto Ministro Ambiente-Registrazione 0000300 del 9.11.2017, che ridefinisce le condizioni di esercizio dell'impianto.

Le valutazioni tengono altresì in considerazione i progetti proposti dal Gestore (descritti nel Capitolo 6 della presente Relazione Istruttoria) che apportano modifiche rispetto all'assetto attualmente autorizzato.

Le prescrizioni riportate nel presente capitolo integrano e sostituiscono le prescrizioni già oggetto della precedente AIA di cui al decreto DVA-DEC-2011.0302 del 7 giugno 2011.

10.1 Sistema di gestione

- [1] In applicazione della BAT n. 1, il Gestore dovrà mantenere l'attuazione e il rispetto del Sistema di Gestione Ambientale attualmente adottato in Raffineria (ISO 14.001:2004).

Il Gestore deve informare l'Autorità Competente in caso di rinnovo del SGA o della sua cessazione.

10.2 Capacità produttiva

- [2] Il Gestore dovrà rispettare la massima capacità produttiva di lavorazione di grezzo, dichiarata in sede di istanza di riesame, da parte degli impianti della raffineria, di **550.000 tonn/anno**. Ogni modifica del ciclo produttivo dovrà essere preventivamente comunicata all'Autorità Competente e ad ISPRA, fatto salvo le eventuali ulteriori procedure previste dalla regolamentazione e/o legislazione vigente.

10.3 Approvvigionamento e stoccaggio materie prime, ausiliarie e combustibili

- [3] Tutte le forniture devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- [4] Il Gestore, allo scopo di prevenire o ridurre le emissioni nel suolo e nelle falde freatiche provenienti dallo stoccaggio di composti di idrocarburi liquidi volatili, deve applicare una delle tecniche (o una loro combinazione) tra quelle riportate alla BAT 51.
- [5] Il Gestore deve inoltre garantire il rispetto delle seguenti prescrizioni:
- Devono essere adottate tutte le precauzioni atte a evitare sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque sotterranee e superficiali; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto;
 - I bacini di contenimento dei serbatoi devono essere impermeabilizzati ed avere una capacità di contenimento dei potenziali sversamenti adeguata a quella della capacità autorizzata dei serbatoi che vi insistono e dimensionata secondo le regole tecniche di progettazione. Nel caso in cui più serbatoi siano perimetrati dallo stesso bacino di contenimento, la capacità volumetrica dello stesso non dovrà essere inferiore al volume del serbatoio più grande; qualora non siano verificate le condizioni di cui sopra, il Gestore dovrà presentare un Piano di Adeguamento entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA;
- [6] Relativamente ai serbatoi in esercizio presenti nell'installazione, si prescrive al Gestore che, tutti i serbatoi, ad eccezione di quelli contenenti bitume, di quelli contenenti prodotti petroliferi con viscosità maggiore di 12°E a 50 °C, di quelli contenenti acque da trattare, additivi e di quelli contenenti lubrificanti in serbatoi di capacità inferiore a 6.000 m³, devono essere dotati di doppio fondo. Pertanto il Gestore dovrà predisporre un piano di miglioramento che preveda il completamento entro otto anni del suddetto piano; tale piano dovrà essere notificato all'ISPRA entro 6 mesi dall'emanazione del presente provvedimento di AIA. L'ISPRA aggiornerà annualmente l'Autorità competente sullo stato di avanzamento dei lavori previsti dal piano di miglioramento.
- [7] Al fine di fornire chiara evidenza del comportamento fluidodinamico dei prodotti petroliferi con viscosità maggiore di 12°E a 50 °C, il Gestore dovrà presentare a ISPRA, entro 6 mesi dalla pubblicazione del provvedimento di AIA, uno specifico studio condotto da ente terzo qualificato che sulla base degli esiti di specifici test dimostri che, a temperatura ambiente, le perdite di tali prodotti petroliferi sono rese improbabili dalla solidificazione degli stessi.
- [8] Il Gestore dovrà predisporre un piano di completamento delle pavimentazioni e/o impermeabilizzazioni di tutti i bacini di contenimento dei serbatoi in esercizio presenti nell'installazione, nonché delle principali pipe-way di stabilimento, che ne preveda il completamento entro otto anni dall'emanazione del presente provvedimento di AIA; tale piano dovrà essere notificato all'ISPRA entro 6 mesi dall'emanazione del presente provvedimento di AIA. L'ISPRA aggiornerà annualmente l'Autorità competente sullo stato di avanzamento dei lavori previsti dal piano di miglioramento.
- [9] Per quanto attiene i serbatoi a fondo singolo, si prescrive al Gestore di effettuare l'ispezione esterna ogni 2 anni e l'ispezione interna ogni 10 anni. Si prescrive, inoltre, di effettuare la verifica di controllo con emissione acustica ogni 5 anni.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- [10] Per quanto attiene i serbatoi dotati di doppio fondo, si prescrive al Gestore di effettuare l'ispezione esterna ogni 5 anni e l'ispezione interna ogni 20 anni. Si prescrive, inoltre, di effettuare la verifica di controllo con emissione acustica ogni 5 anni.
- [11] In aggiunta, ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure effettuate in ottemperanza al decreto AIA del 2011, secondo le regole di validità temporale indicate ai punti precedenti.
- [12] I risultati del programma dovranno essere registrati su file elettronico e cartaceo e faranno parte dei report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'ISPRA secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.
- [13] Il Gestore dovrà presentare, entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA, un progetto che preveda il miglioramento degli attuali sistemi di controllo dei rilasci dalle pipe-way di stabilimento e relative componenti e il miglioramento delle procedure di intervento in caso di rilasci accidentali, con incremento delle misure attualmente in atto al fine di prevenire contaminazioni del suolo. Il progetto dovrà essere completato entro i 24 mesi successivi;

10.4 Utilizzo di combustibili

- [14] Si prescrive al Gestore, fatto salvo quanto riportato al punto successivo, la cessazione totale dell'utilizzo della virgin nafta per le unità di combustione di Raffineria afferenti ai punti di emissione E01, E02, E19, per le quali sono quindi previsti solo 2 scenari di composizione di combustibile: 1) gas naturale; 2) gas naturale + fuel gas.
- [15] E' consentita, nelle unità di combustione della raffineria afferenti ai punti di emissione E02 ed E19, la possibilità di alimentazione con virgin nafta, limitatamente ai casi di disservizi delle reti di fornitura del gas naturale; tale possibilità è consentita in ogni caso anche per l'unità di combustione afferente al camino E05. Si prescrive che il numero di ore annuo complessivo di alimentazione con virgin nafta, per le tre unità citate, non deve essere superiore al 5% delle ore di marcia complessive, su base annua, effettuate da tutte le unità di combustione dell'impianto.
- [16] La virgin nafta alimentabile, alle condizioni di cui alla prescrizione n. 15, alle unità afferenti ai camini E02, E05, E19, dovrà presentare un contenuto di composti di zolfo inferiori allo 0.4% m/m, conformemente alle schede commerciali di prodotto: il Gestore dovrà produrre la relativa certificazione, unitamente alla comunicazione di cui alla prescrizione n. 17.
- [17] Si prescrive al Gestore, con riferimento alle fattispecie di cui ai punti 14 e 15 precedenti, l'obbligo di registrazione e comunicazione annuale degli eventuali episodi e della durata dei periodi di funzionamento delle caldaie con alimentazione a virgin nafta, da inserire nel report annuale previsto nel PMC.
- [18] Il fuel gas in alimentazione alle unità di combustione, costituito da off-gas dagli impianti di distillazione e di ossidazione bitume, viene pretrattato in appositi impianti di lavaggio, al fine di abbatterne il contenuto in composti di zolfo. Si prescrive:
- che il trattamento debba garantire una resa complessiva di rimozione di $H_2S >= 98,5\%$, da verificare su base mensile.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- Il sistema SGA dovrà prevedere, in caso di disservizio o fermata degli impianti di lavaggio di durata prevedibile > 12 ore, procedure di gestione degli impianti in grado di limitare al minimo le emissioni di composti solforati.
- Ogni evento di disservizio o fermata degli impianti di lavaggio, di qualunque durata, dovrà essere comunicato tempestivamente alla AC ed al Sindaco, e dovrà essere oggetto di rapporto dettagliato da inserire nel Report annuale previsto dal PMC.

10.5 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

[19] Con riferimento alla “Gestione Integrata delle emissioni” dell’intero complesso di raffineria di cui alle BAT 57 e 58, il GI ritiene di accogliere la richiesta del Gestore di avvalersi di tale modalità di gestione, peraltro in continuità con quanto prescritto nell’AIA vigente (prot. DVA/DEC/2011/302), ed i camini le cui emissioni sono da intendersi come autorizzate nell’ambito della “gestione Integrata delle emissioni” sono quelli sottoelencati:

Camino	Portata rappresentativa (MCP) Nm ³ /h	Altezza/diametro	unità di provenienza - potenzialità	combustibile (**)
E19 (*)	17808	18.7 m/ 0.95 m ²	Nuova caldaia BONO - 14.54 MW	GN-Fuel Gas
E02	10830	15.9 m/ 0.66 m ²	preesistente Caldaia BONO - 17.44 MW	GN-Fuel Gas
E04	9300	32.26 m/1.02 m ²	Forno imp. di distillazione F102 - 5.58 MW	GN-Fuel Gas
E05	10770	34.2 m/0.88 m ²	Forno imp. di distillazione F102A - 7.03 MW	GN-Fuel Gas
(*) : nelle more della messa in esercizio della nuova caldaia BONO (E19) (già autorizzata con DEC AMB n.300 del 09.11.2017, e prevista per il marzo 2019) viene utilizzata la preesistente caldaia THERMA (E01).				
E01	8300	16.35 m/0.38 m ²	Preesistente caldaia Therma - 9.3 MW	GN-Fuel Gas
(**): alternativamente al combustibile gassoso, e nelle fattispecie ed alle condizioni riportate alle prescrizioni 15, 16, e 17, le caldaie di cui ai camini E19 e E02 ed il forno F102A- possono essere alimentati anche con virgin nafta: tali unità si configurano quindi come unità di combustione multicomcombustibile.				

Il Gestore, in riferimento alla “Gestione Integrata delle emissioni” dell’intero complesso di raffineria di cui alle **BAT 57 e 58**, deve rispettare, come media mensile, le concentrazioni di seguito indicate.

parametro	Prestazioni storiche 2014-2015-2016-2017 (mg/Nm ³) (Nota)		BAT-AELs (min-max) (mg/Nm ³)	Limite AIA 2011 ⁽¹⁾ (mg/Nm ³)	Limite autorizzato (media mensile) (mg/Nm ³)	variazione
	medie annuali	Max media mensile 2016-17				
SOx	357.1 - 194.0 - 98.6 - 94.1	167.6	29 - 492	800	200	-75%
NOx	183.6 - 177.0 - 180.9 - 177.3	226.5	30 - 271	250	240	-4%
(Nota): il Gestore dichiara che gli impianti, da metà 2015, sono alimentati sostanzialmente solo con GN, mentre precedentemente erano alimentati, sino al 50%, anche con virgin nafta: questo è evidenziato anche dall’andamento delle prestazioni storiche.						

¹Rif. decreto di AIA prot. DVA/DEC/2011/302



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Ai fini della verifica di conformità, i valori di emissione devono essere calcolati come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi degli effluenti gassosi convogliati tramite i punti di emissione riportati nelle precedenti tabelle.

I suddetti limiti devono riferirsi alle ore di effettivo funzionamento, su base mensile.

[20] Le portate degli effluenti gassosi sono espressi come valore medio mensile (Nm³/h) in condizioni di normale funzionamento (gas secco, temperatura di 273,15 K, pressione di 101,3 kPa) e devono riferirsi al tenore di ossigeno per essi indicato nella Tabella 1 di cui alla Decisione di esecuzione della C.E. n. 2014/738/UE del 9 ottobre 2014.

[21] Il monitoraggio delle emissioni di NO_x ed SO₂, nell'ambito di una tecnica di "Gestione integrata delle emissioni", deve essere effettuato nel rispetto della **BAT 4**, e dei seguenti ulteriori elementi:

- monitoraggio continuo delle portate dei flussi degli effluenti gassosi delle unità interessate, mediante misurazione diretta o metodo equivalente;
- piano di monitoraggio che comprenda una descrizione dei processi monitorati, un elenco delle fonti di emissioni e dei flussi (prodotti, gas di scarico) monitorati per ciascun processo e una descrizione della metodologia (calcoli, misurazioni) utilizzata, con le assunzioni ipotizzate e i livelli di confidenza associati;
- sistema di gestione dei dati per la raccolta, il trattamento e la comunicazione di tutti i dati di monitoraggio necessari per determinare le emissioni dalle fonti contemplate dalla tecnica di "Gestione integrata delle emissioni".

[22] Il Gestore, in riferimento ai camini oggetto della "*Gestione Integrata delle emissioni*" di cui alle **BAT 57 e 58**, deve rispettare anche i seguenti valori limite di emissioni massiche annue, emesse indipendentemente dal combustibile alimentato e comprensive anche delle emissioni durante i transitori degli impianti, espressi in t/a:

Inquinante	Prestazioni storiche 2015 (t/a)	Limite AIA 2011 ⁽¹⁾ (t/a)	Limite autorizzato (t/a)	variazione
SO ₂	26.3	200	50	-75%
NO _x	22.8	100	50	-50%
Polveri	0.17	10	5	- 50%

¹Rif. decreto di AIA prot. DVA/DEC/2011/302

[23] Il Gestore deve dare attuazione ad un piano di monitoraggio dei transitori con la finalità di inserire nelle relazioni annuali, da trasmettere all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo, i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti in aria, i volumi dei fumi calcolati, le emissioni in massa, il numero e tipo degli avviamenti con i relativi tempi di durata, il tipo e il consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario.

[24] Per i camini rientranti nella gestione integrata delle emissioni di cui alle **BAT 57 e 58**, si prescrivono i limiti puntuali, in media mensile, per gli inquinanti di seguito riportati nella tabella, da verificare tramite monitoraggio continuo (riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi del 3% in volume) (vedi prescr. n. 27):



**Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna**

Sigla Camino Portata MCP	Unità connessa MW	Inquinanti (monitoraggio continuo tramite SME)	Concentrazione rappresentativa anni 2016/17 (scheda B.7.1) [mg/Nm ³]	BAT AEL (media mensile min/max) [mg/Nm ³]	D.Lgs 175/06 s.m.i. All I alla parte V	Limite AIA 2011 ¹ (bolla-media mensile) [mg/Nm ³]	VLE AIA media mensile [mg/Nm ³]	
E19 17808 Nm ³ /h	Nuova Caldaia Bono 14.54 MW	Polveri	-	5 - 25 (BAT35 tab. 12)	5	-	5	
		CO	-	<=100 (BAT37 tab 15)		-	50	
		COT	-	-			-	20
		HCl	-	-	5	-	2	
E02 10830 Nm ³ /h	Caldaia Bono 17.44 MW	Polveri	1.5 / 2.1	5 - 50 (BAT35 tab. 12)	5	30	5	
		CO	5.2 / 4.8	<=100 BAT37 (tab 15)		100	50	
		COT	7.2 / 12	-		20	20	
E04 9300 Nm ³ /h	Forno E102 5.58 MW	HCl	0.6 / 0.4	-	5	20	2	
		Polveri	-	5 - 50 (BAT35 tab. 12)	5	30	5	
		CO	-	<=100 BAT37 (tab 15)		100	50	
E05 10770 Nm ³ /h	Forno E102A 7.03 MW	COT	-	-		20	20	
		HCl	-	-	5	20	2	
		Polveri	2.7 / 1.5	5 - 50 (BAT35 tab. 12)	5	30	5	
		CO	3.3 / 3.9	<=100 BAT37 (tab 15)		100	50	
E01 8300 Nm ³ /h (NOTA)	Caldaia Therna 9.3 MW	COT	2.1 / 2.4	-		20	20	
		HCl	0.2 / 0.4	-	5	20	2	
		Polveri	4.7 / 2.3	5 - 50 (BAT35 tab. 12)	5	30	5	
		CO	3 / 2.9	<=100 BAT37 (tab 15)		100	50	
		COT	6.3 / 5.2	-		20	20	
		HCl	1 / 0.6	-	5	20	2	

NOTA: le emissioni al camino E01 sono consentite limitatamente al periodo necessario alla messa in esercizio definitiva della nuova caldaia Bono (camino E19)

¹Rif. decreto di AIA prot. DVA/DEC/2011/302



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

I valori limite devono essere rispettati in tutte le condizioni di funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto.

I valori limite di concentrazione si considerano rispettati se nessun valore medio mensile, supera i prescritti valori limite di emissione. Per valore medio si intende la media aritmetica dei valori medi orari validi misurati nell'arco di un mese.

[25] Per i camini rientranti nella gestione integrata delle emissioni di cui alle **BAT 57 e 58**, si prescrivono i limiti, per i microinquinanti organici ed inorganici, di seguito riportati:

Inquinanti	VLE AIA
PCDD+PCDF	0.1 ngI-TE/Nm³
DL-PCB	0.1 ngWHO-TE/Nm³
IPA	0.01 mg/Nm³
Cd+Ta	0.05 mg/Nm³
Hg	0.05 mg/Nm³
Sb,As,Pb,Cr,Co,Cu,Mn,Ni,V	0.5 mg/Nm³

Per tutti i microinquinanti soprariportati sono prescritte campagne di misura **trimestrali**, e per i prelievi e le analisi devono essere utilizzate le seguenti norme UNI EN o ISO:

PCDD/F+ DL-PCB	UNI EN 1948 parte 1,2,3,4
IPA	ISO 11338 parte 1 e 2 – 2003
Hg	UNI EN 13211- 2003
Altri metalli	UNI EN 14385 – 2004

Si prescrive inoltre la misura **trimestrale** degli inquinanti H₂S e NH₃ dai camini in gestione integrata: il limite prescritto per H₂S è di 3 mg/Nm³, e per NH₃ è di 3 mg/Nm³

[26] I camini che devono essere dotati di monitoraggio in continuo, per i parametri portata, T, % O₂, % H₂O e gli altri parametri sotto specificati, sono i seguenti:

Camino	Fasi e dispositivi di provenienza	Parametri
E01	Caldaia Therma	NOx, SO ₂ , Polveri, CO, HCl, COT
E02	Caldaia BONO	NOx, SO ₂ , Polveri, CO, HCl, COT
E04	Forno impianto di distillazione F102	NOx, SO ₂ , Polveri, CO, HCl, COT
E05	Forno impianto di distillazione F102A	NOx, SO ₂ , Polveri, CO, HCl, COT
E19	NUOVA Caldaia BONO	NOx, SO ₂ , Polveri, CO, HCl, COT

I sistemi di misurazione automatici devono essere scelti, calibrati e verificati in conformità alla norma UNI EN 14181:2015. Essi devono essere sottoposti a controllo mediante misurazioni parallele secondo i metodi di riferimento, almeno una volta all'anno.

I valori degli intervalli di fiducia al 95 % di un singolo risultato di misurazione non devono superare le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- Anidride solforosa 20 %
- Ossidi di azoto 20 %
- Polveri 30 %
- CO 10%

I valori medi orari convalidati sono determinati in base ai valori medi orari validi misurati, dopo detrazione del valore dell'intervallo di fiducia di cui sopra.

[27] Sono autorizzati i seguenti ulteriori camini, non dotati di monitoraggio in continuo, per i quali si prescrivono i seguenti limiti alle emissioni:

Sigla Camino	Unità di provenienza	Portata MCP (Nm ³ /h)	Inquinanti	Emissione media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm ³]	VLE Aia 2011* [mg/Nm ³]	VLE AIA [mg/Nm ³]
E15	Impianto VEPAL abbattimento vapori serbatoi	18.900	COT	43	300	100
			NMCOV			150
			H ₂ S	1.4		5
E16	Punto di saldatura officina meccanica	2.850	Polveri	0.9	10	10
E17	Impianto di cogenerazione (motore a comb. interna, 2.6 MWt, alimentato con combustibile commerciale - metano)	3.700	NOx	196	250	250 (O ₂ = 5%)
			CO	237	300	300 (O ₂ = 5%)
			Polveri	2.1	5	5 (O ₂ = 5%)

¹Rif. decreto di AIA prot. DVA/DEC/2011/302

Le misure dovranno essere effettuate con frequenza **mensile** sul camino E15, e **bimestrale** sui camini E16 ed E17; i valori limite di concentrazione si considerano rispettati se nessun valore medio di tre campionamenti spot ciascuno della durata di almeno 30 minuti supera i prescritti valori limite di emissione.

[28] Sono autorizzati, come emissione non significativa o come attività in deroga di cui all'art. 272 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., i seguenti punti di emissione:

- il Camino E03, collegato al Post combustore F106 OX alimentato a metano, utilizzato esclusivamente in condizioni di emergenza per contemporanea indisponibilità delle altre unità di combustione.
- Le emissioni dei 2 Gruppi elettrogeni alimentati a gasolio, aventi rispettivamente potenzialità pari a 400 e 280 kW, rientranti nella fattispecie bb) Parte I dell'Allegato IV alla Parte Quinta del DLgs 152/06: "bb) Impianti di combustione, compresi i gruppi elettrogeni e i gruppi elettrogeni di cogenerazione, [...], e di potenza termica inferiore a 1 MW, alimentati a gasolio, come tale o in emulsione, o a biodiesel".
- Le emissioni di 4 caldaie di riscaldamento, ciascuna di potenza inferiore a 50 kW. Sono 2 caldaie a servizio della palazzina uffici, 1 caldaia a servizio della palazzina mensa/sala riunioni e spogliatoi ed 1 caldaia a servizio degli uffici di raffineria. Tali dispositivi



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

rientrano nella fattispecie dd) Parte I dell'Allegato IV alla Parte Quinta del DLgs 152/06: "dd) Impianti di combustione alimentati a metano o a GPL, di potenza termica nominale inferiore a 1 MW".

- . Le emissioni delle due postazioni di carico del gasolio flussante, ognuna delle quali è attrezzata con un sistema di recupero vapori, e due aspiratori radiali per aria ambiente a servizio dei locali adibiti al colaggio del bitume in stampi: il carico di gasolio flussante ed il colaggio del bitume in stampi ricadono tra le attività ricomprese nella fattispecie o) del citato All. IV: "Stoccaggio e movimentazione di prodotti petrolchimici ed idrocarburi naturali estratti da giacimento, stoccati e movimentati a ciclo chiuso o protetti da gas inerte"
- Le emissioni del fornello di recupero dei prodotti petroliferi, ricompreso nella fattispecie cc) "Impianti di combustione alimentati ad olio combustibile, come tale o in emulsione, di potenza termica nominale inferiore a 0,3 MW" ed è quindi considerabile come attività in deroga. In particolare sono presenti in impianto due distinti fornelli: uno di recupero del bitume ossidato, le cui emissioni sono tuttavia convogliate all'impianto VEPAL, ed uno di recupero del bitume non ossidato, che costituisce una fonte di emissione non significativa.
- Le emissioni dalle cappe da laboratorio, ricadenti nella fattispecie jj) "Laboratori di analisi e ricerca, impianti pilota per prove, ricerche, sperimentazioni, individuazione di prototipi": sono in particolare presenti 9 cappe di aspirazione, 8 delle quali sono dotate di certificazione.

[29] Per l'esercizio della torcia di stabilimento (punto di emissione E18) - il cui utilizzo deve essere esclusivamente previsto per ragioni di sicurezza o in condizioni operative straordinarie (per es. operazioni di avvio, arresto, emergenza) di cui alla BAT 55 - si prescrive il rispetto delle seguenti condizioni:

- ridurre le emissioni in torcia mediante l'utilizzo delle tecniche riportate alla BAT 56;
- ciascun evento di invio in torcia deve essere annotato su apposito registro, indicando le cause, la durata, la portata e la composizione del gas emesso. Il registro deve essere consegnato annualmente alle Autorità di Controllo (ISPRA e ARPAE Emilia Romagna);
- per ogni evento di superamento della portata di soglia pari a 1.100 kg/h il Gestore deve informare, entro 48 ore dall'evento, le Autorità di Controllo (ISPRA e ARPAE Emilia Romagna) e l'Amministrazione Comunale della quantità di gas inviato in torcia, della sua composizione e durata, della causa dell'evento e, in caso di utilizzo in situazioni di emergenza, delle misure adottate per evitare il ripetersi dell'evento;
- le torce devono essere esercite nelle migliori condizioni smokeless consentite dalla tecnologia;
- le torce devono garantire un'efficienza di rimozione dei COV superiore al 98% ed una temperatura minima di combustione superiore a 800°C, da verificare con le modalità indicate nel PMC (cap. 3, par 3.3);
- deve essere previsto e garantito il funzionamento di un sistema di monitoraggio a circuito chiuso che assicuri il controllo visivo continuo da parte degli operatori e degli allarmi acustici che avvisino gli operatori dell'eventuale spegnimento delle fiamme pilota;
- la torcia dovrà essere munita di un sistema di misura in linea per l' H₂S, da installare entro il termine di 6 mesi a partire dalla notifica del presente provvedimento;



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- alla torcia di Raffineria devono essere rispettate le portate massime necessarie a garantire condizioni di sicurezza per ciascun flusso, così come descritto nella tabella seguente:

Punto di emissione	Descrizione	Sostanze principali del Fuel Gas di Stabilimento (% vol)	Unità e dispositivi tecnici collegati	Sistema di recupero Gas	Portata di Gas per il mantenimento della fiamma pilota (t/g)	Portata massima di gas (soglia dichiarata dal Gestore) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/g)	Campionamento (Manuale/Automatico)
E18	Torcia di sicurezza	CO ₂ , H ₂ O C ₁ (Metano) C ₂ (Etano) C ₃ (Propano) C ₄ (Butano) C ₅ (Pentano) C ₆ -C ₁₂	Valvole di sicurezza; Sfiato incondensabili da impianto di distillazione; Bonifiche su macchine, linee e apparecchiature contaminate.	NO	0,23	973	Automatico

10.6 Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (diffuse e fuggitive)

[30] Il Gestore (in applicazione della **BAT 18.III**) dovrà proseguire l'applicazione del programma di manutenzione periodica finalizzato al controllo delle perdite (emissioni fuggitive) e alle relative riparazioni (LDAR - Leak Detection and Repair).

Tale programma, implementato secondo le modalità indicate nel PMC, dovrà prevedere la soglia di:

- 10.000 (diecimila) ppmv come emissioni totali di COV;
- 500 (cinquecento) ppmv come sostanze cancerogene;

oltre la quale procedere, con le tempistiche indicate nel PMC, agli interventi di riparazione.

I risultati del programma LDAR dovranno essere trasmessi all'Autorità Competente nella relazione annuale come indicato nel PMC.

Il programma di manutenzione, se aggiornato a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali, dovrà essere trasmesso tempestivamente all'Autorità Competente e all'ISPRA.

[31] Con riferimento ai componenti oggetto di monitoraggio e rientranti nella classificazione di "emettitori significativi" e di "emettitori cronici" per i quali gli interventi di manutenzione e/o sostituzione non siano realizzabili con gli impianti in marcia, il Gestore, in caso di rilevazione di emissioni fuggitive tali da comportare un intervento sul componente e qualora il componente stesso sia già stato sottoposto a riparazione/manutenzione in occasione del precedente fermo impianto, deve procedere immediatamente, nei tempi tecnici strettamente necessari alle esigenze di sicurezza, ad un nuovo fermo impianto per la riparazione/sostituzione del componente interessato.

[32] Al fine di prevenire episodi immissivi significativi di COV in atmosfera ed in particolare di benzene, il Gestore dovrà:

- a) applicare le tecniche riportate alla **BAT 18.I e 18.II**;
- b) ridurre le emissioni provenienti dallo stoccaggio di composti di idrocarburi liquidi volatili, utilizzando:



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- serbatoi a tetto galleggiante dotati di sistemi di tenuta ad elevata efficienza o serbatoi a tetto fisso collegati ad un sistema di recupero dei vapori (BAT 49);
 - una delle tecniche (o una loro combinazione) tra quelle riportate alla BAT 50;
- c) evitare o ridurre le emissioni durante le operazioni di carico e scarico di composti di idrocarburi liquidi volatili, utilizzando una delle tecniche (o una loro combinazione, per ottenere una efficienza di recupero pari almeno al 95%), tra quelle riportate alla BAT 52;
- d) effettuare il monitoraggio delle emissioni di COV secondo quanto indicato alla BAT 6, facendo particolare attenzione all'individuazione degli eventi emissivi discontinui, correlati o meno a condizioni di emergenza.

A tal fine il Gestore, entro 3 mesi dal rilascio del presente provvedimento di Riesame dell'AIA, deve presentare all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo, un dettagliato piano operativo della durata di almeno 12 mesi. Entro 3 mesi dalla conclusione della campagna di monitoraggio il Gestore dovrà trasmettere all'AC e ad ISPRA i dati acquisiti, adeguatamente registrati ed elaborati ai fini di una chiara ed univoca rappresentazione, unitamente ad un programma di interventi finalizzato ad una riduzione sostanziale (almeno il 10%) delle emissioni di COV.

[33] Il Gestore deve prevenire o, laddove non sia fattibile, ridurre le emissioni di polveri derivanti dallo stoccaggio e dalla movimentazione di materie polverose, applicando le tecniche riportate nella BAT 3.

10.7 scarichi idrici ed emissioni in acqua

Sono autorizzati i punti di scarico sottoelencati, alle condizioni e con le prescrizioni sotto riportate.

Denominazione	Tipologia acque	Recettore
Scarico finale SF1 (continuo – portata media annua 90.000 m ³)	Reflue industriali, Domestiche, Raffreddamento (Spurgo torri) Meteoriche 1° pioggia	Impianto esterno di trattamento della società SAI, tramite 2 distinte condotte per acque pesanti (Tipologia 1) e acque leggere (Tipologia 2)
Scarico finale SF2 (continuo – portata media annua 45.000 m ³)	Dilavamento 2° pioggia da area nord-ovest Reflue industriali (scarico parziale AI2: residuo acque dalle fasi di addolcimento/osmosi inversa dell'impianto di produzione acqua DEMI)	Canale Candiano

[34] Si prescrive che lo scarico SFI sia conforme, per le singole tipologie di acque (T1 e T2), a quanto per esso stabilito dal Regolamento di conferimento all'impianto esterno di trattamento della società SAI, con le modalità e condizioni ivi riportate.

Il depuratore S.A.I. s.r.l. opera con provvedimento di AIA n. 2264 del 25/07/2014, come modificato dai successivi provvedimenti 1227 del 28/04/2016 e 5849 del 02/11/2017, rilasciato dalla Provincia di Ravenna.

Qualsiasi aggiornamento o variazione dell'attuale Regolamento di conferimento con l'impianto esterno di trattamento della società SAI deve essere tempestivamente comunicato all'Autorità Competente. Restano valide le frequenze e modalità di campionamento previste con il procedimento ID 43/427 (3° punto del parere DVA-2012-0031047 del 19/12/2012).



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

[35] Per lo scarico **finale SF2**, nonché per lo scarico **parziale AI2** (delle acque reflue industriali provenienti dall'impianto di addolcimento, dotato di pozzetto di prelevamento specifico come da prescrizione AIA 2011), in conformità a quanto prescritto per gli scarichi in acque superficiali dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 e s.m.i., (con l'eccezione dei parametri cloruri e solfati, non applicabili agli scarichi in zone di foce assimilabili ad acque costiere), e anche in applicazione di quanto disposto dal PTCP della provincia di Ravenna, devono essere rispettati i limiti ivi stabiliti, riportati nella tabella seguente.

Parametro/Inquinante (Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del DLgs.152/06 - SI/NO)	VLE AIA [mg/l]
pH	5,5 - 9,5
temperatura	<35°C (ΔT a 1km <3°C)
Solidi sospesi TSS	80
BOD ₅	40
Domanda chimica di ossigeno COD	160
Azoto ammoniacale (come NH ₄)	15
Azoto nitroso (N)	0,6
Azoto nitrico (come N)	20
Azoto totale	15
Fosforo totale (come P)	5
Solventi organici aromatici (SI)	0,2
Solventi organici azotati (SI)	0,1
Idrocarburi totali (SI)	5
Tensioattivi totali	2
Alluminio	1
Arsenico (SI)	0,5
Bario	20
Boro	2
Cadmio (SI)	0.02
Cromo totale (SI)	2
Cromo VI (SI)	0,2
Ferro	2
Manganese	2
Mercurio (SI)	0.005
Nichel (SI)	2
Piombo (SI)	0.2
Rame (SI)	0,1
Selenio (SI)	0,03



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

Parametro/Inquinante (Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del DLgs.152/06 - SI/NO)	VLE AIA [mg/l]
Stagno (SI)	10
Zinco (SI)	0,5
Vanadio (SI)	0,1
Cianuri totali (come CN)	0,5
Solfuri (come H ₂ S)	1
Solfiti (come SO ₃)	1
Fluoruri	6
Fenoli (SI)	0,5
Aldeidi	1
Solventi clorurati	1
Benzene (SI)	0,01
Toluene	0,01
Xilene	0,01
MTBE (SI)	0,01
AOX (SI) Composti organici alogenati adsorbibili	0,01
IPA (SI) (6 di Bornef)	0.01

Inoltre, per gli inquinanti specifici riportati nella tabella integrativa seguente, dovranno essere rispettati anche i seguenti valori limite, come **media annua**.

Inquinanti	VLEs AIA (media annua) (mg/l)
Idrocarburi totali	2,5 (Indice degli idrocarburi – HOI)
Solidi sospesi TSS	25
Domanda chimica di ossigeno COD	125
Piombo	0,03
Cadmio	0,008
Nichel	0,1
Mercurio	0,001

I VLE di cui alla presente tabella integrativa si considerano rispettati se la media di tutti i valori medi ottenuti nell'arco di un anno con le frequenze e le modalità indicate nel PMC, ponderata in ragione dei flussi misurati, non supera i pertinenti valori limite di emissione. Gli esiti del monitoraggio dovranno essere inviati all'ISPRA

[36] Le modalità e le frequenze di monitoraggio degli scarichi autorizzati sono indicate nel PMC.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- [37] I pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili ed attrezzati per consentire il campionamento per caduta delle acque reflue da parte della Autorità di controllo.
- [38] I singoli scarichi ed i relativi punti di campionamento devono essere ben segnalati con apposita cartellonistica riportante il numero dello scarico ed il numero del punto di campionamento con la dicitura "Punto di prelievo campioni".
- [39] Deve essere costantemente monitorato e garantito il corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse dotate di sistemi atti a garantire il rispetto delle misure di sicurezza.
- [40] Deve essere attuato un piano pluriennale di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento, le quali devono essere mantenute in buona efficienza al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee. Al termine di ogni anno il Gestore deve comunicare, all'interno della relazione annuale, i risultati dell'attività ispettiva/manutentiva all'AC e all'ISPRA.
- [41] Deve essere rispettato l'art. 3 del D.M. 30/7/1999 che prevede che "a decorrere dal 31 dicembre 2000 è vietato l'utilizzo di cloro gas e dell'ipoclorito di sodio, sia per la disinfezione degli scarichi che come agente *antifouling* nei circuiti di raffreddamento".

10.8 Rifiuti

- [42] In applicazione della BAT 14: adottare ed attuare un piano di gestione dei rifiuti che assicuri la gestione nell'ordine di priorità di cui all'art. 179 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.
- [43] In applicazione della BAT 15: Ridurre la quantità di fanghi destinati al trattamento o allo smaltimento mediante il pretrattamento o il loro utilizzo in un'unità di processo, fermi restando gli obblighi previsti dalla normativa vigente.
- [44] Ridurre la produzione di rifiuti di catalizzatori esausti solidi mediante l'utilizzo di una delle tecniche (o una combinazione delle stesse) indicate alla BAT 16.
- [45] Il deposito temporaneo di rifiuti prodotti deve essere gestito nel rispetto di quanto indicato al comma 1) lettera bb) "deposito temporaneo" dell'articolo 183 del DLgs 152/2006 e s.m.i., e in particolare:
- a) il Gestore deve comunicare ad ISPRA, entro un mese dall'emanazione del presente provvedimento di AIA e preventivamente in occasione di ogni modifica, di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo);
 - b) le aree di deposito temporaneo devono avere le seguenti caratteristiche:
 - devono essere chiaramente identificate e munite di cartellonistica, ben visibile per dimensione e collocazione, indicante le quantità massime, i codici CER, lo stato fisico e le caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stoccati;
 - devono essere dotate di idonea copertura se stoccati all'aperto, oppure i rifiuti devono essere stoccati in contenitori chiusi e a tenuta;



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

- devono essere adeguatamente protetti dal contatto con le acque meteoriche che dovranno essere pertanto adeguatamente regimentate;
 - i fusti non devono essere immagazzinati su più di due livelli e deve essere sempre assicurato uno spazio di accesso sufficiente per effettuare ispezioni su tutti i lati;
 - i contenitori devono essere immagazzinati in modo tale che perdite e sversamenti non possano fuoriuscire dai bacini di contenimento o dalle apposite aree di drenaggio impermeabilizzate;
- c) il Gestore dovrà verificare almeno una volta al mese, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, 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. La registrazione e la comunicazione dei dati dovrà essere effettuata dal Gestore secondo le modalità definite nel PMC.

10.9 Emissioni sonore

[46] Nel rispetto dei principi di prevenzione degli impatti ambientali e di miglioramento continuo, il Gestore dovrà:

- utilizzare una delle tecniche (o una loro combinazione) indicate alla **BAT 17**;
- rispettare i limiti assoluti previsti dal DPCM 14/11/97 e dalla zonizzazione acustica comunale.

[47] Entro 1 anno dalla data di emanazione del presente provvedimento e, successivamente, ogni 4 anni il Gestore deve provvedere ad un aggiornamento della valutazione del rumore ambientale e del piano di gestione del rumore adeguato all'ambiente locale. Fermo restando il predetto obbligo di aggiornamento periodico, lo stesso dovrà essere effettuato dal Gestore in occasione di modifiche impiantistiche che possono comportare un impatto acustico nei confronti dell'ambiente esterno. A tale fine, il Gestore deve effettuare:

- a) opportune campagne di monitoraggio in continuo del rumore in corrispondenza delle principali sorgenti di emissione acustica della raffineria;
- b) un efficace piano di controlli periodici dei livelli di rumore presso i recettori più prossimi alla Raffineria, con frequenza annuale.

Nel PMC sono definite le modalità con cui effettuare le attività di monitoraggio, i cui esiti dovranno essere trasmessi all'ISPRA ai fini della relativa valutazione.

10.10 Emissioni odorigene

[48] A seguito dell'implementazione del programma di monitoraggio delle emissioni odorigene e degli interventi di mitigazione e controllo attuati dal Gestore, lo stesso entro 12 mesi dal rilascio del presente provvedimento (e successivamente con cadenza annuale) dovrà effettuare il monitoraggio delle emissioni odorigene presso opportuni recettori collocati all'interno del perimetro di stabilimento, da individuare a cura del Gestore in accordo con le Autorità di Controllo (ISPRA e ARPAE Emilia Romagna). Gli esiti di tale attività di monitoraggio dovranno essere riportati nel Report annuale con le modalità definite nel PMC.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

10.11 *Manutenzione ordinaria e straordinaria*

- [49] Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinario tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore dovrà dotarsi di un manuale di manutenzione, comprendente quindi tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo.
- [50] Il Gestore, inoltre, dovrà disporre di macchinari di riserva in caso di effettuazione di interventi di manutenzione che impongano il fuori servizio del macchinario primario. Il Gestore dovrà altresì registrare, su apposito registro di manutenzione, l'attività effettuata. In caso di arresto di impianto per l'attuazione di interventi di manutenzione straordinaria, dovrà inoltre darne comunicazione con congruo anticipo e secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio, ad ISPRA.

10.12 *Malfunzionamenti*

- [51] In caso di malfunzionamenti, il Gestore dovrà essere in grado di sopperire alla carenza di impianto conseguente, senza che si verifichino rilasci ambientali di rilievo. Il Gestore ha l'obbligo di registrare l'evento, di analizzarne le cause e di adottare le relative azioni correttive, rendendone pronta comunicazione ad ISPRA, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

10.13 *Eventi incidentali*

- [52] Il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti e in analogia con quanto previsto dalle procedure del Sistema di gestione della Sicurezza ai sensi del D.Lg 105/15 (che sostituisce il D.Lgs. 334/99). A tal proposito si considera una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e che:
- siano stati oggetto di comunicazione ai sensi dell'art. 29-undecies del D.Lgs 152/06 e ai quali, pur in assenza di riscontro da parte dell'autorità competente e degli enti di controllo, non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali indicati o proposti dal gestore medesimo nella citata comunicazione di cui all'art. 29-undecies;
 - . non siano stati oggetto di comunicazione ai sensi dell'art. 29-undecies del D.Lgs 152/06, ma dei quali gli enti di controllo abbiano accertato il passato accadimento senza l'attuazione, da parte del Gestore, di adeguate misure atte a limitare le conseguenze ambientali e a prevenire ulteriori analoghi eventi incidentali.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

[53] Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente, alle Autorità di Controllo (ISPRA e ARPAE Emilia Romagna), al Comune di Ravenna, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

[54] In caso di eventi incidentali di particolare rilievo, tali da poter determinare il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di dare immediata comunicazione scritta (pronta notifica per fax o PEC e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e alle Autorità di Controllo (ISPRA e ARPAE Emilia Romagna). Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per rimuoverne le cause e per limitare, per quanto possibile, le conseguenze. Il Gestore inoltre deve attuare approfondimenti in ordine alle cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

10.14 *Eventi d'area*

[55] Il Gestore dovrà presentare, 12 mesi dal rilascio del presente provvedimento, un aggiornamento del programma che indica le misure di prevenzione di cui lo stabilimento è dotato per fronteggiare ipotizzabili eventi d'area quali perdita della rete elettrica esterna e/o interna, sisma, alluvione, ecc.

10.15 *Dismissioni e ripristino dei luoghi*

[56] In relazione ad un eventuale intervento di dismissione totale o parziale dell'impianto il Gestore, un anno prima della scadenza dell'AIA, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente il piano di attuazione. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del D.Lgs 152/06 e s.m.i.

10.16 *Prescrizioni da procedimenti autorizzativi*

La presente autorizzazione sostituisce la precedente AIA (decreto DVA-DEC-2011.0302 del 7 giugno 2011).

Restano a carico del Gestore, che è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni non sostituite dall'AIA. Inoltre, per quanto riguarda le autorizzazioni sostituite dall'AIA, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA, ovvero che non siano con essa in contrasto.



Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna

10. OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Non sono pervenute osservazioni da parte del pubblico.

11. DURATA E RIESAME

L'articolo 29-octies del D.Lgs 152/2006 e s.m.i. stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al D.Lgs 59/05
10 anni	Casi comuni	Comma 3 lettera b), art. 29-octies
12 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 9, art. 29-octies
16 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 1221/2009	Comma 8, art. 29-octies

Rilevato che il Gestore dispone, per l'installazione, di un SGA:

- certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001;

l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà **validità 12 anni**.

La validità della presente AIA si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza della certificazione ISO 14001. In ogni caso il Gestore è obbligato a comunicare tempestivamente all'Autorità competente eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra.

In virtù dell'art. 29-octies del D.Lgs 152/2006 e s.m.i. il Gestore prende atto che l'Autorità Competente può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale nei casi previsti dallo stesso articolo 29-octies comma 4.

12. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC), predisposto da ISPRA ad esito dei lavori del GI della Commissione IPPC, è parte integrante dell'AIA.

Nell'attuazione di suddetto Piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA Emilia Romagna, alla Provincia e ai Comuni interessati;
- comunicazione all'Autorità competente per il controllo ISPRA ed ARPA Emilia Romagna dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ISPRA ed ARPA Emilia Romagna, nei casi di malfunzionamenti o incidenti, e conseguente valutazione degli effetti ambientali generatisi.

Le modalità per le suddette comunicazioni sono contenute nel piano di monitoraggio e controllo allegato al presente parere.

Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal Gestore dell'impianto.



**Commissione Istruttoria per l'AIA - IPPC
ALMA Petroli S.p.A.
Ravenna**

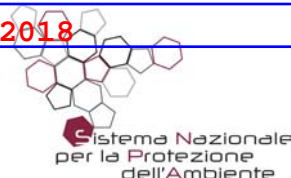
Il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.

Entro 6 mesi dall'emanazione del presente provvedimento di AIA il Gestore deve applicare le modalità contenute nel PMC. Per impianti esistenti, il Gestore, entro lo stesso termine temporale, concorda con l'ente di controllo ISPRA e ARPA Emilia Romagna il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

m_ amte.DVA.REGISTRO UFFICIALE.I.0007596.29-03-2018



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
Dott. Antonio Ziantoni
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

aia@pec.minambiente.it

**OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo della domanda di AIA
presentata da ALMA PETROLI S.P.A. - Raffineria di Ravenna – ID 1063**

In allegato alla presente, si inoltra il (PMC 8 post CdS del 20.03.2018) della Raffineria Alma Petroli di Ravenna aggiornato a seguito dell'istruttoria ID 1063.

**SERVIZIO PER I RISCHI E LA SOSTENIBILITA'
AMBIENTALE DELLE TECNOLOGIE, DELLE
SOSTANZE CHIMICHE, DEI CICLI PRODUTTIVI E DEI SERVIZI
IDRICI E PER LE ATTIVITA' ISPETTIVE**

Il Responsabile

Dr. Ing. Gaetano Battistella

(documento informatico firmato digitalmente ai
sensi dell'art. 24 del D.Lgs.82 /2005 e ss. mm. ii.).

All. c.s.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

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

Art. 29-sexies, comma 6

GESTORE	ALMA PETROLI S.P.A.
LOCALITÀ	RAVENNA
REFERENTE ISPRA	CARLO CARLUCCI
DATA DI EMISSIONE	28/03/2018
NUMERO TOTALE DI PAGINE	83



INDICE

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA	4
PREMESSA	6
FINALITA' DEL PIANO	6
PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO	6
SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI	8
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI.....	8
1.1 Generalità dello Stabilimento.....	8
1.2 Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie.....	8
1.3 Consumo di combustibili	10
1.4 Caratteristiche dei combustibili	10
1.5 Bilancio dello zolfo.....	12
2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI	12
2.1 Consumi idrici	12
2.2 Consumi energetici.....	13
3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA	13
3.1 Emissioni convogliate in atmosfera.....	13
3.2 Unità di lavaggio off-gas.....	19
3.3 Torcia di emergenza	19
3.4 Emissioni non convogliate in atmosfera.....	23
3.4.1 Emissioni diffuse	23
3.4.2 Programma LDAR	23
4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA.....	26
4.1 Monitoraggio fognatura oleosa.....	29
5. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE.....	30
6. RIFIUTI	31
7. EMISSIONI ACUSTICHE	32
8. EMISSIONI ODORIGENE	32
9. CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE	33
9.1 Monitoraggio serbatoi e pipe-way	33
SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI	35
10. ATTIVITA' DI QA/QC	35
10.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME).....	36
10.2 Determinazione e monitoraggio della bolla di raffineria.....	39
10.2.1 Determinazione delle emissioni di bolla.....	39
10.2.2 Determinazione delle portate al camino.....	40
10.2.3 Determinazione delle concentrazioni al camino	45
10.2.4 Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali	48
10.3 Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici .	50
11. METODI ANALITICI E CHIMICI.....	52
11.1 Combustibili	53



11.2	<i>Emissioni in atmosfera</i>	54
11.3	<i>Scarichi idrici</i>	57
11.3.1	Misure continue.....	57
11.3.2	Misure discontinue.....	57
11.3.3	Metodi analisi acque sotterranee.....	61
11.4	<i>Metodo di misura del rumore</i>	63
SEZIONE 3 - REPORTING		64
12.	COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO .	64
12.1	<i>Definizioni</i>	64
12.2	<i>Formule di calcolo</i>	65
12.3	<i>Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità</i>	66
12.4	<i>Validazione dei dati</i>	67
12.5	<i>Indisponibilità dei dati di monitoraggio</i>	67
12.6	<i>Eventuali non conformità</i>	67
12.7	<i>Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali</i>	68
12.8	<i>Reporting in situazioni di emergenza</i>	68
12.9	<i>Obbligo di comunicazione annuale</i>	69
12.10	<i>Gestione e presentazione dei dati</i>	73
13.8.1	Conservazione dei dati provenienti dallo SME.....	74
13.	QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO	75
APPENDICE A.....		78
ALLEGATO 1. PROTOCOLLO ODORE "SNIFF-TESTING".....		79



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 rilasciato con prot. DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale n. 148 del 28/06/2011).

Il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti modifiche:

1. **Modifica non sostanziale di AIA** richiesta dal Gestore (nota prot. L/292/12 del 14/09/2012) per la variazione delle modalità di monitoraggio dello scarico idrico SF1 (**ID 43/427**).
2. **Modifica non sostanziale di AIA** richiesta dal Gestore (nota prot. L/293/12 del 14/09/2012) per la variazione del profilo analitico per il monitoraggio dei punti di emissione in atmosfera E03 e E17 (**ID 43/428**).
3. **Modifica non sostanziale di AIA richiesta dal Gestore** (nota prot. n. L/234/13 del 04.06.2013) per la proroga dei termini di installazione della torcia di emergenza U9000 (**ID 43/565**). A valle del Verbale di ispezione dalle Autorità di Controllo, prot. DVA-2014-0026044 del 06/08/2014 e del report annuale – per l'esercizio 2014 - trasmesso dal Gestore con nota prot. DVA-2015-0011233 del 27/04/2015, risulta che la Torcia è installata e attualmente in esercizio.
4. **Riesame di AIA**, di cui all'avvio di procedimento prot. DVA-2015-0019332 del 23/07/2015 (**ID 43/914**), relativo al revamping dell'attuale Centrale Termica di Raffineria (sostituzione della vecchia caldaia THERMA con una nuova caldaia BONO) e installazione di un nuovo punto di emissione convogliata E19 (in sostituzione del punto di emissione convogliata E01).
5. **Riesame complessivo di AIA** per l'esercizio della Raffineria, finalizzato ad adeguare il provvedimento alle conclusioni sulle BAT relative al settore della raffinazione di cui alla decisione di esecuzione 2014/738/UE del 9 ottobre 2014.

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0-1-2	Alma Petroli_pmc2	09/02/2011	PMC originario di AIA
3	Alma Petroli_pmc3	29/11/2012	<p><u>ID 43/427</u> Capitolo 3: aggiornamento tabella monitoraggio punti di emissione convogliata E03 e E17 (frequenze).</p> <p><u>ID 43/428</u> Capitolo 4: aggiornamento tabella monitoraggio scarico SF1 (frequenze).</p>
4-5-6	AlmaPetroli S.p.A. - Raffineria di Ravenna - PMC6 – post ID 914	15/06/2016	<p><u>Aggiornamento generale</u> Al fine di uniformare il format del PMC alle versioni correnti è stato effettuato:</p> <ul style="list-style-type: none"> • riepilogo degli aggiornamenti del PMC



			<p>effettuati a seguito dei procedimenti di modifica di AIA</p> <ul style="list-style-type: none"> • aggiornamento della disposizione e della numerazione dei capitoli e dei paragrafi; • opportuni aggiornamenti normativi; • aggiornamento quadro sinottico delle attività a carico del Gestore e dell'Autorità di Controllo. <p style="text-align: center;"><u>ID 43/565</u></p> <p>Paragrafo 3.3: aggiornamento monitoraggio torcia di emergenza U900.</p> <p style="text-align: center;"><u>ID 43/914</u></p> <p>Paragrafo 1.2: Inserimento del monitoraggio delle quantità di Virgin nafta consumate e registrazione eventi di utilizzo;</p> <p>Paragrafo 1.3 e 11.3: Eliminazione dei controlli sulle caratteristiche dell'olio combustibile e inserimento controlli sulle caratteristiche della Virgin nafta;</p> <p>Capitolo 3: Aggiornamento tabella monitoraggio punti di emissione convogliata con inserimento del monitoraggio in continuo al Camino E19, da eseguirsi a far data dall'avviamento della nuova caldaia BONO.</p>
7-8	AlmaPetroli S.p.A. - Raffineria di Ravenna - PMC8 – post CdS ID 1063	28/03/2018	<p style="text-align: center;"><u>ID 43/1063</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Adeguamento integrale del PMC alle prescrizioni riportate all'interno del PIC; • opportuni aggiornamenti normativi; • aggiornamento quadro sinottico delle attività a carico del Gestore e dell'Autorità di Controllo; • aggiornamento a valle delle decisioni della Conferenza dei Servizi del 20/03/2018

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



PREMESSA

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

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

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

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

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

FINALITA' DEL PIANO

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

PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO

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

DIVIETO DI MISCELAZIONE

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

FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI

Tutti i sistemi di controllo e monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"¹ durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per

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



necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo:

1. in caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Autorità di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercizio;
2. la strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.

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

PROCEDURE GESTIONALI E ORGANIZZATIVE

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



SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI

1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI

1.1 Generalità dello Stabilimento.

Deve essere registrata la produzione dalle varie attività, come precisato nelle seguenti tabelle.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Prodotto	UM	Metodo di rilevazione	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione
Bitume distillato	tonnellate	Peso autobotte	Ogni carico	Registrazione su file
Bitume ossidato	tonnellate	Peso autobotte	Ogni carico	Registrazione su file
Bitume ossidato in pani	tonnellate	Peso autobotte	Ogni carico	Registrazione su file
Gasolio ATZ	tonnellate	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	Ogni carico	Registrazione su file
Semilavorato ATZ	tonnellate	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	Ogni carico	Registrazione su file
Virgin nafta	tonnellate	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	Ogni carico	Registrazione su file

1.2 Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie

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

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.



Consumi di materie prime e ausiliarie

Tipologia	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Greggio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Quantità totale consumata	Tonnellate	Alla ricezione	Compilazione <i>file</i>
Semilavorato pesante	Volume serbatoi e calcolo della massa			Giornaliera	
Olio combustibile	Volume serbatoi e calcolo della massa			Giornaliera	
Olio flussante	Volume serbatoi e calcolo della massa			Giornaliera	
Prodotti finiti o Semilavorati	Pesatura all'ingresso o volume dei serbatoi e calcolo della massa			Alla ricezione	
Distaccante per scambi	Bolla di consegna al magazzino			Alla ricezione	
Sequestrante ossigeno	Bolla di consegna al magazzino			Alla ricezione	
Soda caustica sol. 30%	Bolla di consegna al magazzino			Alla ricezione	
Ammina neutralizzante	Bolla di consegna al magazzino			Alla ricezione	
Biocida	Bolla di consegna al magazzino			Alla ricezione	
Disemulsionante per HC	Pesatura all'ingresso o volume dei serbatoi e calcolo della massa			Alla ricezione	
Disemulsionante per H ₂ O	Pesatura all'ingresso o volume dei serbatoi e calcolo della massa			Alla ricezione	



Tipologia	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Filmante	Pesatura all'ingresso o volume dei serbatoi e calcolo della massa			Alla ricezione	
Additivo anticorrosione	Bolla di consegna al magazzino			Alla ricezione	
Antisporcante treno di scambio	Bolla di consegna al magazzino			Alla ricezione	

Mensilmente deve essere effettuata l'analisi elementare (evidenziandone in particolare la percentuale di zolfo) del greggio indicati in Tabella 1 ed il Gestore deve indicare nel Rapporto analitico la provenienza (unità di processo) del campione analizzato e le ragioni della sua rappresentatività.

1.3 Consumo di combustibili

Deve essere registrato il consumo dei combustibili utilizzati, come precisato nella seguente tabella. Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Consumo Combustibili

Tipologia	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Fuel Gas (off-gas)	Quantità totale consumata	kg	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
Metano	Quantità totale consumata	kg	Giornaliera	Compilazione <i>file</i>
Virgin nafta	Quantità totale consumata	kg	Giornaliera nei casi di utilizzo *	Compilazione <i>file</i>

* I casi di utilizzo e le quantità autorizzate sono quelli elencati nelle prescrizioni nn.14 e 15 del Parere Istruttorio Conclusivo per il procedimento identificato con l'ID 43/1063. Il Gestore deve registrare gli eventuali episodi e della durata dei periodi di funzionamento delle caldaie con alimentazione a virgin nafta come prescritto alla prescrizione n. 17 del Parere Istruttorio Conclusivo per il procedimento identificato con l'ID 43/1063.

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

1.4 Caratteristiche dei combustibili

Il Gestore deve utilizzare combustibili di caratteristiche qualitative conformi a quanto riportato nel D.Lgs 152/06 e s.m.i. e pertanto deve produrre documentazione sulle analisi delle caratteristiche dei



combustibili per ciascun lotto venduto sul territorio nazionale, come specificato nel seguito, con campionamenti significativi dei combustibili bruciati in caso di miscele di diverse tipologie.

Metano

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

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura
Potere calorifico inf.	kcal/Nm ³
Densità a 15°C	kg/Nm ³
Zolfo	%v
Altri inquinanti	%v

Fuel Gas

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

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura
Zolfo	%p
Potere calorifico inf.	kcal/Nm ³
Densità a 15°C	kg/Nm ³
Rapporto C/H	-

Virgin nafta

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

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura
Acqua e sedimenti	%v
Viscosità a 50°C	°E
Potere calorifico inf.	kcal/kg
Densità a 15°C	kg/m ³
Zolfo ²	%m/m

² Prescrizione n. 16 del Parere Istruttorio Conclusivo per il procedimento identificato con l'ID 43/1063



1.5 Bilancio dello zolfo

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

2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI

2.1 Consumi idrici

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

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

Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acquedotto ad uso industriale fornite dall'azienda HERA S.p.A.	Contatore	Produzione di vapore e fasi del ciclo produttivo	m ³	Settimanale	Database in formato elettronico e registro d'impianto
Canaletta C.E.R. ("Canale Emiliano Romagnolo")		A servizio per i sistemi di raffreddamento, antincendio e lavaggio			
Acquedotto ad uso potabile fornite dall'azienda HERA S.p.A.		Usi civili			
Acque meteoriche Rete Bianca		Altro: Acqua di Raffreddamento e antincendio, ecc			
Acque meteoriche Rete Nera		Altro: Acqua di Raffreddamento e antincendio, ecc			

Si ricorda che è presente una presa a mare situata sulla banchina (autorizzata dalla Capitaneria di Porto di Ravenna il 05/08/1992) e capace di prelevare acqua salmastra: è da sottolineare come tale presa a mare non sia collegata ad alcun utilizzo produttivo dell'impianto ma possa venir **utilizzata solo** ed esclusivamente dal sistema antincendio in caso di emergenza.



2.2 Consumi energetici

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

Consumi di energia elettrica e termica

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

3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

3.1 Emissioni convogliate in atmosfera

Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni dell'AIA relativa ai limiti alle emissioni, e in accordo con le metodologie di riferimento per il controllo analitico, devono essere effettuati i controlli previsti per i punti di emissione convogliata le cui fasi e dispositivi di provenienza e coordinate geografiche sono indicati nella tabella seguente per come dichiarati dal Gestore.

Sigla camino	Unità di provenienza	Coordinate Geografiche		Gestione integrata delle emissioni (BAT 57-58)	SME
		Latitudine N	Longitudine E		
E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA)	Fase 2 Caldaia THERMA	44° 28,762'	12° 15,588'	SI	SI
E19 (da messa a regime Nuova Caldaia BONO)	Fase 2 Nuova Caldaia BONO	44° 28,462'	12° 15,349'	SI	SI
E02	Fase 2 - Caldaia BONO	44°28,768'	12° 15,586'	SI	SI
E03	Fase 1.4 - Forno F106	44°28,781'	12° 15,624'	NO	NO
E04	Fase 1.3 - Forno 102	44°28,771'	12° 15,606'	SI	SI
E05	Fase 1.3 - Forno 102A	44°28,771'	12° 15,606'	SI	SI



E15	Fase 1.1 - 1.7 - Impianto abbattimento vapori serbatoi VEPAL	44°28,756'	12° 15,610'	NO	NO
E16	Punto di saldatura officina meccanica	44°28,770'	12° 15,538'	NO	NO
E17	Impianto di cogenerazione	44°28,769'	12° 15,565'	NO	NO

In ogni rapporto annuale dovrà essere trasmesso l'elenco aggiornato delle coordinate di tutti i principali punti di emissione convogliata

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenza stabilita nelle successive tabelle.

Le condizioni di riferimento per il calcolo dei valori limite sono quelli indicati nella Tabella 1 del Documento riportante le Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e gas ai sensi della Direttiva 2010/75/UE (Decisione 2014/738/UE del 09/10/2014).

Controllo parametri					
Parametro	Punto di emissione	Limite/prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Modalità registrazione controlli
Temperatura	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Controllo	Continua	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file
	E15 E16 E17		Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file
Portata	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Controllo	Continua	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file



	15 E16 E17		Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file
Vapore d'acqua	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Controllo	Continua	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file
	E15 E16 E17		Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file
O ₂ (%)	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Controllo	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file
	E15 E16 E17		Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file

Monitoraggio inquinanti						
Inquinante	UM	Punto di emissione	Limite/prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Modalità registrazion e controlli
NO _x	mg/Nm ³	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime	Concentrazione limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file



Monitoraggio inquinanti						
Inquinante	UM	Punto di emissione	Limite/prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Modalità registrazioni e controlli
		nuova Caldaia BONO)				
		E17	Concentrazione limite come da autorizzazione	Bimestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file
SO ₂	mg/Nm ³	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file
Polveri	mg/Nm ³	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file
		E16 E17	Concentrazione limite come da autorizzazione	Bimestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file



Monitoraggio inquinanti						
Inquinante	UM	Punto di emissione	Limite/prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Modalità registrazioni e controlli
CO	mg/Nm ³	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file
		E17	Concentrazione limite come da autorizzazione	Bimestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file
COT	mg/Nm ³	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file
		E15	Concentrazione limite come da autorizzazione	Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file
NMCOV	mg/Nm ³	E15	Concentrazione limite come da autorizzazione	Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file
H ₂ S	mg/Nm ³	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Trimestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file



Monitoraggio inquinanti						
Inquinante	UM	Punto di emissione	Limite/prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Modalità registrazioni e controlli
		E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)				
		E15	Concentrazione limite come da autorizzazione	Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file
HCl	mg/Nm ³	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file
Hg, As, Cd, Cr, Co, Ni (frazione respirabile ed insolubile), Sb, Mn, Pb, Cu, Ta, V	mg/Nm ³	E01 (fino a dismissione e Caldaia THERMA) E02	Concentrazione limite come da autorizzazione	Trimestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file
PCDD/F	ngI-TE/Nm ³	E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Trimestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file
PCB-dl (Policlorobifenili dioxin-like)	ng WHO-TE/Nm ³	E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Trimestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file
IPA	mg/Nm ³		Concentrazione limite come da	Trimestrale	Misura (Campionamento	Registrazione su file



Monitoraggio inquinanti						
Inquinante	UM	Punto di emissione	Limite/prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Modalità registrazione e controlli
			autorizzazione		manuale ed analisi di laboratorio)	
NH ₃	mg/Nm ³		Concentrazione limite come da autorizzazione	Trimestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file

Relativamente al forno F106 (Camino E03) il Gestore è tenuto ad annotare, su apposito registro con pagine numerate e bollate dal Servizio Territoriale ARPA – Distretto di Ravenna: i periodi di funzionamento del forno ed è tenuto a trasmetterne copia, con frequenza annuale, al Servizio Territoriale ARPA di Ravenna. Sullo stesso registro il Gestore dovrà annotare il consumo di materiale per saldatura utilizzato annualmente (come da Aut. Prov. di Ravenna n°172 del 06/05/2009).

3.2 Unità di lavaggio off-gas

Al fine di rispettare la prescrizione n. 18 del Parere Istruttorio Conclusivo per il procedimento identificato con l'ID 43/1063, il Gestore dovrà effettuare il monitoraggio su base mensile della resa complessiva di rimozione dell' H₂S.

In caso di fermata programmata o di disservizio degli impianti di lavaggio gas, il Gestore deve:

- comunicare l'interruzione all'Autorità di Controllo e al Sindaco;
- riavviare gli impianti nel più breve tempo possibile;
- in previsione di un'interruzione superiore a 12 ore intervenire sugli impianti in modo da ridurre le emissioni di SO₂;
- una riduzione di capacità di questi impianti, deve comportare un adeguamento di quelli che producono H₂S;
- nei periodi di disservizio di questi impianti, l'H₂S prodotta non si deve bruciare in torcia ma nei forni, ovvero attenersi al SGA;
- escludere le emissioni di SO₂ nei periodi di disservizio di questi impianti dal calcolo della bolla di raffineria.

3.3 Torcia di emergenza

Il sistema "torcia" U900 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.

Sigla camino	Denominazione	Altezza dal suolo	Coordinate geografiche	
			Latitudine N	Longitudine E
E18	Unità U900	51,5 m	44° 28,724'	12° 15,603'



Come prescritto dall'AIA il Gestore dovrà garantire, un'efficienza di rimozione dei COV superiore al 98% ed una temperatura minima di combustione superiore a 800°C, da verificare con misuratore in continuo. Inoltre la torcia dovrà essere munita di un sistema di misura in linea per l' H₂S.

Pertanto, in adempimento e con le tempistiche previste nelle prescrizioni dell'AIA il Gestore deve monitorare in continuo:

- l'efficienza di rimozione dei COV;
- la temperatura minima di combustione³;
- il contenuto di H₂S.

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

La composizione dei gas avviati alle torce può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente, ed il campione deve essere prelevato 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 e, se l'evento di sfiaccolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti), è opportuno che il campionamento venga ripetuto.

Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una "soglia" di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. **La soglia è stabilita in 1.100 kg/h.** Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" (≅ 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 ± 5% di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1.100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente, la causa potrebbe essere attribuita a perdite nelle valvole di sicurezza o al valore di soglia non adeguato, che dovrebbe quindi essere modificato.

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

Nel rispetto di quanto prescritto in AIA, alla torcia di Raffineria devono essere rispettate le portate massime necessarie a garantire condizioni di sicurezza per ciascun flusso, così come descritto nella tabella seguente:

³ Allegato L alla nota ISPRA 18712 del 01/06/2011



Punto di emissione	Descrizione	Sostanze principali del Fuel Gas di Stabilimento (% vol)	Unità e dispositivi tecnici collegati	Sistema di recupero Gas	Portata di Gas per il mantenimento della fiamma pilota (t/g)	Portata massima di gas (soglia dichiarata dal Gestore) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/g)	Campionamento (Manuale/Automatico)
E18	Torcia di sicurezza	CO ₂ , H ₂ O C ₁ (Metano) C ₂ (Etano) C ₃ (Propano) C ₄ (Butano) C ₅ (Pentano) C ₆ -C ₁₂	Valvole di sicurezza; Sfiato incondensabili da impianto di distillazione; Bonifiche su macchine, linee e apparecchiature contaminate.	NO	0,23	973	Automatico

Nel rapporto annuale, per la torcia U900 dovranno quindi essere riportati:

- numero e tipo di funzionamenti (es. situazioni di emergenza, avvio e arresto di impianti, etc.);
- durata (ore di esercizio per ciascun evento di accensione);
- consumo di combustibile;
- composizione dei gas inviati in torcia;
- volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, allegando il relativo algoritmo e le rispettive emissioni massiche.

Inoltre il Gestore deve comunicare, sulla scorta dei dati di progetto e di quelli storici, le quantità fisiologiche di gas inviato in torcia.

Metodi di misura

Flussimetro

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

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

Campionamento del gas (automatico o manuale)

Il sistema di campionamento del gas mandato alle torce deve rispondere 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 2 proposti:
 - a) Campionamento manuale:
 - se la velocità di flusso di massa è superiore alla “soglia”, un campione deve essere completamente acquisito entro 15 minuti e successivamente ad intervalli di 1 ora⁴, fino a quando il flusso di massa sia inferiore alla soglia;
 - 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 alla soglia,
 - se è scelta la modalità di ottenimento di un campione integrato su tutto l’intervallo di superamento della soglia deve essere preso un campione ogni 15 minuti fino al riempimento del contenitore del campionatore automatico. Se, in relazione alla necessità di campionare ulteriormente dovuta al prolungarsi dell’evento di sfiaccolamento, il contenitore deve essere sostituito con uno vuoto ciò deve avvenire nell’intervallo di tempo non superiore all’ora. Il contenitore del campione deve comunque essere sostituito per eventi superiori alle 24 ore,
 - i campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo “*Metodi di analisi*”.

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

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,
- 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 sia intervenuta un’inesattezza nell’indicazione dei metodi da parte dell’Ente di controllo, sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza ad all’Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventuale proposta di modifica.

⁴ Ove tecnicamente possibile e sempre nel rispetto della salvaguardia delle incolumità del personale addetto.



In caso di attivazione delle torce, il Gestore dovrà:

- ricercare la causa ed i fattori che hanno contribuito a tale evento;
- adottare le necessarie misure per evitare il ripetersi dell'evento;
- riportare all'Autorità competente e all'Ente di controllo, entro 60 gg 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 effettuare infine le seguenti verifiche, con documentazione di esito, di garanzia che il sistema di torcia di Raffineria sia mantenuto in perfetta efficienza tramite un controllo operativo costante e una manutenzione programmata secondo gli standard previsti per tali sistemi, in particolare i misuratori di portata dei gas in torcia, le pompe di trasferimento condense dal *blow-down* e tutte le apparecchiature di controllo dei vari *loop* specie per l'invio di vapore in torcia per evitare vistosi effetti visivi del pennacchio in condizioni di emergenza. Le richieste di lavoro relative agli interventi di manutenzione sulle apparecchiature sopra citate dovranno essere eseguite entro 5 giorni lavorativi secondo modalità in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria.

3.4 Emissioni non convogliate in atmosfera

3.4.1 Emissioni diffuse

In accordo a quanto prescritto in Autorizzazione, il Gestore dovrà effettuare il monitoraggio delle emissioni di COV secondo quanto indicato alla BAT 6, facendo particolare attenzione all'individuazione degli eventi emissivi discontinui, correlati o meno a condizioni di emergenza.

3.4.2 Programma LDAR

Il Gestore continuare ad implementare il programma LDAR (*Leak Detection and Repair Program*) secondo i protocolli EPA 453/95, definito e concordato con l'Autorità di Controllo in sede di rilascio dell'AIA, nel quale sono indicati le sequenze di censimento dei componenti di tutti gli impianti della Raffineria (valvole e flange di processo, stoccaggi, trattamenti acque, fognie, raffreddamento, torce, forni, caricamento), le tempistiche stimate per il completamento della prima fase di monitoraggio estensivo (calendario) e le metodologie da adottare.

Il programma LDAR dovrà prevedere le seguenti soglie emissive limite oltre le quali si dovrà procedere, con le tempistiche indicate di seguito, agli interventi di riparazione dei componenti che perdono:

- 10.000 ppmv come emissioni totali di COV;
- 500 ppmv come sostanze cancerogene.

La Banca Dati predisposta deve contenere:

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



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

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

c) procedure per includere nel programma nuovi componenti;

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

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

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

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

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

i) le procedure di QA/QC.

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

- il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
- la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
- le apparecchiature utilizzate;
- i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
- le condizioni climatiche presenti;
- il rumore di fondo riscontrato;
- la percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato considerando i tre range di rispetto: >10.000 ppmv, 10.000-1.001 ppmv e 1.000-0 ppmv;
- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione.

E' fissata a 10.000 ppmv (espressi come CH₄) la soglia emissiva limite sopra la quale si dovrà procedere alla riparazione/sostituzione dei componenti che perdono all'interfaccia dell'accoppiamento;



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

Componenti	Rilascio prima licenza	Soglie per fluidi classificati H350
Pompe	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

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

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

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

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

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



Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su file elettronico e registri cartacei
			riparazione/manutenzione

Con riferimento ai componenti oggetto di monitoraggio e rientranti nella classificazione di “emettitori significativi” e di “emettitori cronici” per i quali gli interventi di manutenzione e/o sostituzione non siano realizzabili con gli impianti in marcia, il Gestore, in caso di rilevazione di emissioni fuggitive tali da comportare un intervento sul componente e qualora il componente stesso sia già stato sottoposto a riparazione/manutenzione in occasione del precedente fermo impianto, deve procedere immediatamente, nei tempi tecnici strettamente necessari alle esigenze di sicurezza, ad un nuovo fermo impianto per la riparazione/sostituzione del componente interessato.

La sostituzione dei componenti fuori soglia dovrà essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance. Nella scelta dei componenti da installare il Gestore valuterà la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari e nelle Linee guida nazionali e i risultati del confronto faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA, ed in ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte.

In merito alle emissioni fuggitive inoltre il Gestore deve compilare mensilmente le seguenti tabelle:

Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili

Tipo di Evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Inizio (data,ora)	Fine (data,ora)	Modalità di comunicazione all'Autorità	Modalità di Registrazione	Reporting

Emissioni eccezionali in condizioni imprevedibili

Tipo di Evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Inizio (data,ora)	Fine (data,ora)	Modalità di comunicazione all'Autorità	Modalità di Registrazione	Reporting

4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Le attività Alma Petroli portano alla formazione di **due scarichi principali**, denominati con **SF1** e **SF2**.

Denominazione	Coordinate geografiche	Tipologia acque	Recettore
Scarico finale SF1 (continuo)	E 759090,0085 N 4930461,8750	Reflue industriali, Domestiche, Raffreddamento (Spurgo torri) Meteoriche	Impianto esterno di trattamento della società SAI, tramite 2 distinte condotte per acque pesanti (Tipologia 1) e acque leggere (Tipologia 2)
Scarico finale SF2 (discontinuo)	E759271,8623 N 4930064,7264	Dilavamento (scarico parziale)	Canale Candiano



		MN1) Reflue industriali (scarico parziale AI2: residuo acque dalle fasi di addolcimento/osmosi inversa dell'impianto di produzione acqua DEMI)	
--	--	--	--

Scarico SF1: viene fissata una frequenza degli autocontrolli riportati nella seguente tabella al pozzetto di scarico.

Monitoraggio dello Scarico SF1

Inquinante / Parametro	Tipo di verifica / frequenza	Tipo di campione
Flusso	Misura continua con flussimetro	-
pH	Misura continua	-
Temperatura acqua in uscita °C	Misura continua	-
Solidi sospesi totali	<u>Acque di Tipologia 1</u> Verifica puntuale/batch (per ogni scarico) con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio <u>Acqua di Tipologia 2</u> Verifica bisettimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
COD (come O ₂)		
Azoto ammoniacale (espresso come NH ₄ ⁺)		
Azoto totale (Ammoniacale + Organico)		
Fosforo totale (come P)		
Solfuri (come H ₂ S)		
Solfiti (come SO ₃)		
Cloruri (Cl)		
Carbonio Organico Totale		
Solventi Organici Aromatici totali (come BTEX)		
Idrocarburi totali (HC come N-Esano)		
Solventi Organici Azotati totali		
Azoto nitrico (come N)		
Azoto nitroso (come N)		
Ferro, Arsenico, Cadmio, Cobalto, Cromo, Rame Mercurio, Nichel, Piombo, Vanadio, Zinco	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore

Con frequenza giornaliera devono essere rilevati e registrati (su file e quaderni di impianto) i valori dei parametri (flusso, pH, temperatura) monitorati dai misuratori in continuo.



Scarico SF2 e Scarico parziale AI2: viene fissata una frequenza degli autocontrolli riportati nella seguente tabella al pozzetto di scarico. Il Gestore dovrà effettuare i controlli in ogni occasione di scarico attraverso SF2 e AI2 e successivamente con le frequenze sotto riportate compatibilmente con i periodi di funzionamento.

Monitoraggio Scarico SF2 e Scarico parziale AI2

Parametro/inquinante	Scarico	Limite/prescrizione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Modalità registrazione	
Portata	SF2, AI2	Parametro conoscitivo	continuo	Registrazione su file	
pH		Valore limite come da autorizzazione	continuo	Registrazione su file	
Temperatura		Come da autorizzazione	continuo	Registrazione su file	
COT		Concentrazione limite come da autorizzazione		continuo	Registrazione su file
BOD ₅				bi-settimanale	Registrazione su file
COD				bi-settimanale	Registrazione su file
Aldeidi				bi-settimanale	Registrazione su file
Alluminio				trimestrale	Registrazione su file
AOX				mensile	Registrazione su file
Azoto AMM. (come NH ₄)				bi-settimanale	Registrazione su file
Azoto nitroso (come N)				bi-settimanale	Registrazione su file
Azoto nitrico (come N)				bi-settimanale	Registrazione su file
Arsenico				trimestrale	Registrazione su file
Bario				trimestrale	Registrazione su file
Boro				trimestrale	Registrazione su file
Cromo e comp.				trimestrale	Registrazione su file
Cromo VI				trimestrale	Registrazione su file
Fenoli				trimestrale	Registrazione su file
Ferro				trimestrale	Registrazione su file
Fosforo totale (come P)				bi-settimanale	Registrazione su file
Fluoruri				mensile	Registrazione su file
IPA (6 di Bornef)				mensile	Registrazione su file
Manganese		mensile	Registrazione su file		
MTBE	mensile				
Idrocarburi TOTALI	mensile	Registrazione su file			
Rame	trimestrale	Registrazione su file			



Parametro/inquinante	Scarico	Limite/prescrizione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Modalità registrazione
Selenio			trimestrale	Registrazione su file
Solfuri (come H ₂ S)			trimestrale	Registrazione su file
Solfiti (come SO ₃)			trimestrale	Registrazione su file
Stagno			trimestrale	Registrazione su file
Tensioattivi TOTALI			mensile	Registrazione su file
Zinco			trimestrale	Registrazione su file
Solventi organici aromatici			mensile	Registrazione su file
Solventi organici azotati			mensile	Registrazione su file
Solventi clorurati			mensile	Registrazione su file
Indice degli Idrocarburi (HOI)			SF2, AI2	Concentrazione limite come da autorizzazione
Solidi sospesi totali	bi-settimanale	Registrazione su file		
Azoto totale (come N)	bi-settimanale	Registrazione su file		
Piombo	trimestrale	Registrazione su file		
Cadmio	trimestrale	Registrazione su file		
Nichel	trimestrale	Registrazione su file		
Mercurio	trimestrale	Registrazione su file		
Vanadio	trimestrale	Registrazione su file		
Benzene, toluene, etilbenzene e xilene (BTEX)	Mensile	Registrazione su file		

4.1 Monitoraggio fognatura oleosa

Il Gestore, al fine di mantenere sotto controllo la rete di convogliamento delle acque oleose di Raffineria, deve presentare un Piano di verifica pluriennale dei tratti di fognatura “oleosa” esistenti. A tal fine il gestore, al termine di ogni anno, deve comunicare, all’interno della relazione annuale, i risultati dell’attività ispettiva/manutentiva all’Autorità competente e all’ISPRA, con contenuti in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria.

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

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

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



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

Il database deve essere conservato dal Gestore per il periodo di validità del presente piano di monitoraggio e controllo ed aggiornato con una cadenza temporale minima di 6 mesi, anche al fine di dimostrare all'Ente di controllo la realizzazione del piano di ispezione.

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

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

5. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE

E' richiesto un monitoraggio delle acque di falda nei piezometri, ubicati internamente al perimetro di Raffineria a ridosso del parco serbatoi e in particolare nelle immediate vicinanze del serbatoio S12, per i seguenti parametri:

Monitoraggio acque sotterranee

Piezometri	Parametro / inquinante	UM	Tipo di monitoraggio	Metodi e standard riferimento/riferimento legislativo	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting
Piezometri a ridosso del parco serbatoi	Metalli pesanti	µg/l	Trimestrale e a seguito di evento incidentale	EPA 200.15 1994	Bollettini analitici Registrazione su sistema informativo	Annuale
	Oli minerali			APAT IRSA CNR 5160B2 vol.2-2003		
	BTEX			EPA 8260C 2006		
	IPA			EPA 8270D 2006		
	MTBE			EPA 8260C 2006		

Tale monitoraggio può essere costituito, ove disponibili, dai risultati ottenuti dalla attuale rete piezometrica nel previsto monitoraggio a protezione dell'inquinamento delle acque sotterranee dell'intera Raffineria quali il livello di falda, la temperatura, il pH, la concentrazione degli



inquinanti (idrocarburi totali, solfuri, cianuri, ammoniaca, ecc.) per i dati sui parametri richiesti relativi all'area del parco serbatoi.

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

6. RIFIUTI

Il Gestore deve effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER e deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso la compilazione del registro di carico/scarico, del FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti), con archiviazione della 4^a copia firmata dal destinatario per accettazione, e del MUD. Il Gestore dovrà poi adeguarsi, nei tempi previsti, alla norma sancita dal DM 17.12.2009 *Istituzione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti, ai sensi dell'articolo 189 del decreto legislativo n. 152 del 2006 e dell'articolo 14-bis del decreto-legge n.78 del 2009 convertito, con modificazioni, dalla legge n.102 del 2009.*

La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il Gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui vengono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni.

In ottemperanza alle prescrizioni relative alle condizioni di esercizio del deposito temporaneo, il Gestore deve verificare con cadenza mensile la giacenza di ciascuna tipologia di rifiuto nei depositi temporanei e lo stato degli stessi con riferimento alle condizioni prescritte.

Il Gestore deve compilare mensilmente la seguente tabella:

Area di stoccaggio	Data del controllo	Codici CER presenti	Quantità presente (m ³)	Quantità presente (t)	Indice annuo di recupero rifiuti (%) ⁵	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA

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

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere adempiute ed i campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

⁵ kg annui di rifiuti inviati a recupero / kg annui di rifiuti prodotti



7. EMISSIONI ACUSTICHE

Il Gestore dovrà effettuare, entro 1 anno e, successivamente, ogni 4 anni un aggiornamento della valutazione del rumore ambientale e del piano di gestione del rumore adeguato all'ambiente locale. Fermo restando il predetto obbligo di aggiornamento periodico, lo stesso dovrà essere effettuato dal Gestore in occasione di modifiche impiantistiche che possono comportare un impatto acustico nei confronti dell'ambiente esterno. A tale fine, il Gestore deve effettuare:

- a) opportune campagne di monitoraggio in continuo del rumore in corrispondenza delle principali sorgenti di emissione acustica della raffineria;
- b) un efficace piano di controlli periodici dei livelli di rumore presso i recettori più prossimi alla Raffineria, con frequenza annuale.

La relazione di impatto acustico dovrà comprendere le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente.

Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Autorità di controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

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

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

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

La registrazione dei risultati deve avvenire su file e redazione rapporto secondo All. D -DM 16/3/1998.

8. EMISSIONI ODORIGENE

Il Gestore, entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA e successivamente con cadenza annuale, implementerà un programma di monitoraggio degli odori presso opportuni recettori collocati all'interno del perimetro di stabilimento, da individuare a cura del Gestore in accordo con le Autorità di Controllo (ISPRA e ARPAE Emilia Romagna), per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi

A seguito dell'implementazione del programma di monitoraggio e valutazione degli odori il Gestore dovrà implementare una contestuale analisi tecnica dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi identificando eventuali ulteriori interventi oltre a quelli già effettuati.



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

Il Gestore dovrà seguire, per quanto possibile, il protocollo qui suggerito e derivato dalla VDI 3940 “*Determination of odorants in ambient air by field inspection*”, riportato in Allegato 1, oppure attraverso l’analisi olfattometrica in conformità con la norma UNI EN 13725:2004.

9. CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE

Entro sei mesi dalla data di rilascio dell’AIA e con successiva cadenza annuale, il Gestore dovrà presentare all’Autorità di Controllo, anche quando non interessato da aggiornamenti:

1. **l’elenco delle apparecchiature, delle linee, dei serbatoi e della strumentazione** rilevanti dal punto di vista ambientale; si precisa che tale elenco dovrà comprendere, ma non in via esaustiva, le apparecchiature, le linee e i serbatoi contenenti sostanze classificate pericolose ai sensi del DM 28.02.2006 e smi integrato dalla indicazione dei relativi sistemi di sicurezza, i sistemi di trattamento delle emissioni atmosferiche e idriche e le condotte fognarie;
2. **gli esiti dell’attuazione del programma dei controlli, delle verifiche e delle manutenzioni** avente ad oggetto i componenti di cui al punto precedente, che dovranno essere integrati da una valutazione di quanto deducibile in ordine al richiesto stato di conservazione delle dette parti rilevanti ed inoltre, ove occorrente e/o ritenuto, dall’indicazione delle azioni correttive previste e/o attuate per la rimozione di inconvenienti e/o anomalie manifestatesi in conseguenza delle esperite verifiche.

9.1 Monitoraggio serbatoi e pipe-way

Con particolare riferimento ai serbatoi, il Gestore deve predisporre e mettere in atto un programma di controlli, ispezioni e manutenzioni secondo determinate procedure e frequenze.

Le ispezioni si articolano in esterna ed interna con differenti frequenze per i serbatoi a singolo fondo e serbatoi dotati di doppio fondo:

- per i serbatoi a fondo singolo, il Gestore deve effettuare l’ispezione esterna ogni 2 anni e l’ispezione interna ogni 10 anni. Il Gestore deve, inoltre, effettuare la verifica di controllo con emissione acustica ogni 5 anni.
- per i serbatoi dotati di doppio fondo, il Gestore deve effettuare l’ispezione esterna ogni 5 anni e l’ispezione interna ogni 20 anni. Il Gestore deve, inoltre, effettuare la verifica di controllo con emissione acustica ogni 5 anni.

I risultati del programma dovranno essere registrati su file elettronico e cartaceo e faranno parte dei report periodico annuale.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria o, qualora non già compresa nelle modalità gestionali già attuate dal Gestore, anche in modalità equivalente, con presentazione alla Autorità competente di idonea documentazione tecnica che ne attesti l'efficacia⁶.

Il Gestore dovrà mantenere i bacini di contenimento dei serbatoi puliti ed in ordine, facilmente accessibili ed ispezionabili ed analogamente dovrà assicurare stessa procedura per tutte le pipe-way di Raffineria e comunicare all'Autorità di Controllo, entro 24 mesi dal rilascio dell'AIA, un Programma di ispezioni che preveda ispezioni visive giornaliere ed un programma di ispezione di dettaglio con frequenza trimestrale e reporting giornaliero disponibile all'Autorità di Controllo, inviato ad essa almeno trimestralmente.

Con particolare riferimento alle pipe way di Raffineria, il Gestore deve effettuare il monitoraggio delle pipe way secondo modalità e frequenze da concordare con l'ISPRA, tali da garantire, su tutti gli elementi critici della pipe-way di Stabilimento, il controllo dei rilasci e il tempestivo intervento in caso di rilasci accidentali al fine di prevenire contaminazioni del suolo. Gli esiti di tale attività di monitoraggio e manutenzione dovranno essere riportati nel report annuale.

⁶ Il monitoraggio mediante emissioni acustiche dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio non deve essere datato oltre la durata temporale dell'ulteriore esercizio possibile risultante dal monitoraggio stesso e comunque non oltre i 5 anni.



SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI

10. ATTIVITA' DI QA/QC

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

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

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

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

Il Gestore che decide di ricorrere a laboratori esterni ha l'obbligo di accertarsi che gli stessi siano dotati almeno di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo la norma ISO 9001 e/o pref Il Gestore che si avvale di strutture interne, qualora non fosse già dotato almeno di certificazione secondo lo schema ISO 9001, ha un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione e certificazione di un sistema di Gestione della qualità ISO 9001.

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

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

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

Infine, il Gestore che è dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini (SME) dovrà in qualunque caso avvalersi, per l'analisi dei parametri d'interesse, come previsto dalla norma di riferimento UNI EN 14181:2015 – *Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione*



automatici, di laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. eribilmente accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

10.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)

Il controllo della qualità per i sistemi di monitoraggio in continuo deve prevedere una serie di procedure (QAL 2, QAL 3, AST), conformi alla Norma UNI EN 14181:2015, che assicurino:

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

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

Caratteristiche strumentazione per misura in continuo di temperatura e pressione

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

Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Inquinante/Parametro fisico	Metodo
SO ₂	UNI 10393, ISO 7935, UNI EN 14791
NO _x	UNI 10878, ISO 10849, UNI EN 14792
CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039,
Polveri	UNI EN 13284-2, EN 13284-2, ISO 10155
HCl	UNI EN 1911-1:2000, 1911-2:2000, 1911-3:2000
COV (come COT)	UNI EN 13526:2002



Inquinante/Parametro fisico	Metodo
	COT > 20 mg/Nm ³
	UNI EN 12619:2002
	COT < 20 mg/N m ³

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

La validazione delle misure deve essere realizzata almeno ad ogni rinnovo dell'AIA da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 per i metodi di riferimento citati nella tabella precedente.

Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 sotto la supervisione di un rappresentante dell'autorità di controllo.

La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore.

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

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

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

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

Con riferimento alle emissioni monitorate in continuo i valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione non devono superare le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:

- SO₂ 20 %
- NO_x 20 %
- Polveri 30 %
- CO 10%

I valori medi orari convalidati sono determinati in base ai valori medi orari validi misurati, dopo detrazione del valore dell'intervallo di fiducia di cui sopra

La validazione delle misure deve essere realizzata almeno ad ogni rinnovo dell'AIA da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 per i metodi di riferimento citati nella tabella precedente.

Per i parametri portata/velocità, ossigeno e vapore acqueo dovrà essere determinato l'indice di accuratezza relativo, in accordo a quanto previsto nel D.Lgs. 152/06 (parte V allegato 6). Nella



tabella seguente sono riportati i metodi di riferimento che dovranno essere utilizzati per il calcolo del suddetto indice.

Metodi di Riferimento per la determinazione dell'indice di accuratezza relativo

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata	ISO 14164	Metodo automatico che misura le portate in flussi convogliati corredato dei requisiti di qualità a cui i metodi/strumenti debbono rispondere per essere utilizzati ai fini della misura.
Velocità	UNI EN 10169:2001	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789:2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2006	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)

Per quanto riguarda i dati acquisiti dagli SME, devono essere registrati e conservati i seguenti dati:

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

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

- per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio in Continuo delle emissioni. Il gestore dovrà altresì notificare all'Ente di Controllo l'evento;
- dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite due misure discontinue al giorno della durata di almeno 120 minuti se utilizzato un sistema di misura automatico, o in alternativa dovranno essere forniti almeno tre valori di concentrazione al giorno ottenuti ciascuno come media di almeno tre misure consecutive riferite ad un'ora di funzionamento dell'impianto (nelle condizioni di esercizio più gravose);



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

10.2 *Determinazione e monitoraggio della bolla di raffineria*

10.2.1 *Determinazione delle emissioni di bolla*

Il calcolo della bolla prevista dalle BAT 57 e 58 deve essere effettuato considerando i seguenti parametri:

- concentrazioni medie normalizzate, espresse in mg/Nm^3 , riferite a gas secchi, temperatura di 273,15 K, pressione di 101,3 kPa e condizioni di ossigeno di riferimento, come esplicitato nella seguente tabella. Esse sono calcolate in caso di misura continua, sulla base delle misure istantanee valide (o dati elementari validi) acquisite dalla strumentazione in linea o, nel caso di utilizzo di procedure di calcolo o stima, sulla base delle medesime procedure;
- portate volumetriche media normalizzate, espresse in Nm^3/h , riferite a gas secchi, temperatura di 273,15 K, pressione di 101,3 kPa e condizioni di ossigeno di riferimento, come esplicitato nella seguente tabella. Esse sono calcolate in caso di misura continua, sulla base delle misure istantanee valide (o dati elementari validi) acquisite dalla strumentazione in linea o, nel caso di utilizzo di procedure di calcolo o stima, sulla base delle medesime procedure.

Attività	Unità	Condizioni di riferimento per l'ossigeno
Unità di combustione che utilizza combustibili liquidi o gassosi ad eccezione delle turbine e dei motori a gas	mg/Nm ³	3%
Unità di combustione che utilizza combustibili solidi		6%
Turbine a gas (comprese le turbine a gas a ciclo combinato – CCGT) e motori		15%
Processo di cracking catalitico (rigeneratore)		3%
Unità di recupero zolfo di gas di scarico (per SO ₂)		3%

Per *misura istantanea* o *dato elementare* si intende una misura costituita da singole letture o da una media delle letture acquisite dalla strumentazione installata al camino, in un breve periodo temporale generalmente non superiore al minuto.

Nel caso in cui le caratteristiche della strumentazione installata non consentano una frequenza di acquisizione pari o superiore a una lettura al minuto, il dato elementare è inteso come una misura costituita da singole letture o da una media delle letture acquisite dalla strumentazione nel più breve periodo temporale compatibile con la strumentazione, comunque corrispondente ad una frazione dell'ora.



Sulla base dei dati elementari validi è calcolata la misura media oraria.

I valori medi orari sono validati dal sistema di validazione della strumentazione in linea, sulla base dei criteri di disponibilità dei dati previsti per legge e della pertinente normativa tecnica disponibile. I valori medi orari validi, se riferiti alle ore di normale funzionamento degli impianti (ovvero per i grandi impianti di combustione alle *ore operative*⁷), sono utilizzati nelle elaborazioni successive per il calcolo dei valori medi giornalieri e mensili, ai fini della verifica di conformità ai valori limite.

Il software di calcolo della bolla di Raffineria dovrà essere adeguato al fine di tenere conto del contributo delle singole unità afferenti allo stesso camino.

La metodologia adottata dovrà essere approvata dalla Autorità di Controllo.

10.2.2 Determinazione delle portate al camino

Le portate degli effluenti gassosi delle unità che partecipano al calcolo della bolla devono essere monitorate in continuo mediante misurazione diretta o metodo indiretto per il quale sia dimostrato un livello equivalente di accuratezza. La determinazione del valore delle portate al camino può essere effettuata attraverso le seguenti modalità:

1. misura continua
2. calcolo,
3. fattore di emissione,
4. stime.

La scelta della modalità rispetta i seguenti criteri:

- a) per i punti di emissione a cui confluiscono fumi da forni e caldaie con potenza termica complessiva superiore a 100 MWt (intesa come potenza termica nominale totale di tutte le unità di combustione connesse al camino da cui provengono le emissioni), nonché per il punto di emissione dell'impianto FCC, la determinazione è effettuata attraverso la misura in continuo;
- b) per i punti di emissione a cui confluiscono fumi da forni e caldaie con potenza termica complessiva superiore a 50 MWt (intesa come potenza termica nominale totale di tutte le unità di combustione connesse al camino da cui provengono le emissioni) che comportano l'impiego simultaneo di due o più combustibili, la determinazione è effettuata attraverso la misura in continuo;
- c) per i punti di emissione non rientranti nei criteri di cui ai punti a) e b), la determinazione può essere effettuata attraverso il calcolo. La validazione del metodo di calcolo è effettuata sulla base dei risultati di analisi in discontinuo;
- d) la modalità di determinazione attraverso fattori di emissione o stime è limitata ai casi di emissioni motivatamente ritenute poco significative; può essere adottata inoltre come modalità alternativa nei casi di indisponibilità delle misure in continuo e malfunzionamenti dei sistemi di misura.

⁷ "ore operative": il tempo, espresso in ore, durante il quale un grande impianto di combustione è, in tutto o in parte, in esercizio e produce emissioni in atmosfera, esclusi i periodi di avviamento e di arresto (cfr. dall'art. 268, lettera aa-bis, del D.Lgs. 152/06).



Vengono di seguito descritte le modalità di determinazione delle portate di cui ai punti 1, 2 e 3, di interesse per l'impianti oggetto del presente documento.

1 Misura continua delle portate a camino

La procedura per la determinazione della portata misurata in continuo è di seguito sintetizzata:

- determinazione dei dati elementari validi tal quali a partire dalle misure strumentali acquisite dalla strumentazione in linea, in base alle procedure di validazione della strumentazione stessa, in accordo con i criteri di validità indicati dalla pertinente normativa tecnica disponibile;
- determinazione della portata media oraria tal quale calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi tal quali;
- determinazione della portata media oraria tal quale (in m³/h) valida, in base alle procedure di validazione della strumentazione in linea, in accordo con i criteri di validità indicati dalla pertinente normativa tecnica disponibile. Essa è riferita alle condizioni effettive di temperatura, pressione, umidità e tenore di ossigeno esistenti nel punto di misura;
- normalizzazione e conversione alle condizioni di riferimento di ossigeno e umidità della portata media oraria valida in base alla seguente formula:

$$Q_{T,P,sec, O_{2rif}} = Q_{tal\ quale} \cdot \frac{1}{C_T} \cdot \frac{1}{C_P} \cdot \frac{1}{C_U} \cdot \frac{1}{C_{O_2}}$$

dove:

- $Q_{T,P,sec,O_{2rif}}$ Portata media oraria normalizzata al punto di emissione i da inserire nella formula per il calcolo della concentrazione di bolla
- $Q_{tal\ quale}$ Portata media oraria tal quale valida al punto di emissione i
- C_T Coefficiente di correzione in temperatura, dato da $C_T = (T + 273,15)/273,15$, dove T è la temperatura media oraria in °C dell'effluente gassoso nel punto di misura, calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento
- C_P Coefficiente di correzione in pressione, dato da $C_P = 1013/P$, dove P è la pressione media oraria in kPa dell'effluente gassoso nel punto di misura, calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento
- C_U Coefficiente di correzione per la conversione di gas umidi a gas secchi dato da $C_U = 100/(100 - U)$, dove U è il contenuto di vapor d'acqua negli effluenti gassosi espresso come rapporto in volume percentuale (m³ di acqua / m³ di gas umido x 100), calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento (% vol)
- C_{O_2} Coefficiente di correzione dell'ossigeno per la conversione di gas riferiti al contenuto di ossigeno tal quale a gas riferiti ad un ossigeno di riferimento. Esso è dato da:

$$C_{O_2} = \frac{21 - O_{2rif}}{21 - O_{2mis}}$$



dove O_{2rif} è il livello dell'ossigeno di riferimento individuato in base alla tabella riportata e O_{2mis} è il livello di ossigeno misurato negli effluenti gassosi, calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento, in percentuale volumetrica.

2. Calcolo delle portate a camino

Il calcolo delle portate deve essere effettuato con un algoritmo affidabile e già collaudato per la specifica emissione, basato sulla composizione del combustibile, sulla quantità di combustibile misurata e sulla concentrazione dell'ossigeno nei fumi, anch'essa misurata. La procedura adottata per la determinazione delle portate deve contenere l'algoritmo di calcolo adottato e l'indicazione di tutti i dati utilizzati, con l'indicazione della modalità di determinazione dei dati (misura, calcolo o stima). I dati di input devono essere rappresentativi delle stesse condizioni operative degli impianti e riferiti alla stessa base temporale; a ciascuno di essi deve essere associato un valore di incertezza determinato in base alla tipologia di acquisizione del dato.

Per talune unità di combustione (forni, caldaie, turbine, motori) può essere utilizzata la formula di calcolo della portata fumi prevista nell'allegato tecnico al DPR 416/2001, derivata dall'applicazione del bilancio di materia degli elementi costituenti il combustibile nell'ipotesi di una combustione completa, in condizioni stechiometriche:

Unità di combustione (multicombustibile e singolo combustibile)

La formula utilizzata per il calcolo dei fumi secchi al 3% di ossigeno derivanti dalle unità di combustione alimentate con fuel oil è la seguente:

$$VF = (8.86 * C) + (20.89 * H_2) + (3.31 * S) + [(0.8 \div 7.6) * N_2] - (2.63 * O_2)$$

dove:

VF rappresenta il volume dei fumi emessi per kg di combustibile bruciato. I fumi sono anidri (essendo sottratta nel calcolo la quantità di acqua derivante dall'ossidazione dell'idrogeno contenuto nel combustibile e la concentrazione degli elementi considerata al secco) e alle condizioni fisiche normalizzate di temperatura e pressione (273,15 K e 101,3 kPa);

C, H₂, S, N₂ e O₂ rappresentano le % in peso sul secco dei singoli elementi costituenti il combustibile (kg rispettivamente di carbonio, idrogeno, zolfo, azoto e ossigeno contenuti in un kg di combustibile).

La caratterizzazione del combustibile per la determinazione delle caratteristiche chimico-fisiche deve essere effettuata attraverso misure analitiche.

La portata totale di fumi emessi, in condizioni stechiometriche, secchi, normalizzati a T e P, è ottenuta moltiplicando il volume dei fumi emessi per kg di combustibile bruciato per la quantità di combustibile alimentata all'unità di combustione in un'ora. La suddetta portata dovrà poi essere riportata alla concentrazione di riferimento dell'ossigeno:



$$Q_{T,P,sec, O_{2rif}} = VF \cdot M_{combustibile} \cdot \frac{21}{21 - O_{2rif}}$$

dove:

$Q_{T,P,sec,O_{2rif}}$ rappresenta la portata media oraria normalizzata al punto di emissione dell'unità di combustione i (da inserire nella formula per il calcolo della concentrazione di bolla) riferita a fumi stechiometrici secchi, e alla concentrazione di O_{2rif} ; di riferimento **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**(Nm³/h)

$M_{combustibile}$ la quantità di combustibile alimentata all'unità di combustione in un'ora (kg/h).

La procedura per il calcolo della portata deve contenere la definizione dell'incertezza complessiva del calcolo. L'incertezza dell'algoritmo di calcolo è verificata attraverso il confronto con misurazioni parallele effettuate con sistemi di riferimento in analogia a quanto stabilito per gli strumenti di misura in continuo. Il test di verifica è effettuato mediante il confronto tra i valori calcolati e i valori derivati da misurazioni parallele con un sistema di riferimento (SRM), normato, installato temporaneamente per la prova. Per la verifica di affidabilità dell'algoritmo di calcolo è quindi mutuata la condizione di verifica richiesta per la strumentazione di misura in continuo di cui al precedente punto 1, attraverso l'applicazione della vigente norma EN ISO 16911-2. Ogni eventuale aggiornamento delle normativa tecnica vigente citata aggiorna automaticamente i contenuti tecnici descritti nel presente documento ad essa riferiti.

A partire dall'incertezza dei singoli dati di input, l'incertezza associata alla portata dei fumi è determinata attraverso la legge di propagazione delle incertezze, in accordo con le pertinenti norme tecniche nazionali e internazionali vigenti (es. UNI CEI ENV 13005 e UNI 14956 e UNI EN ISO 16911), secondo le relazioni generali per la determinazione dell'incertezza:

$$U_c = k \cdot u_c \quad \text{con} \quad u_c = \sqrt{\sum_p u_p^2}$$

dove:

U_c è l'incertezza espansa, calcolata a partire dall'incertezza composta u_c moltiplicata per un fattore di copertura k generalmente pari a 2; u_c è l'incertezza composta di tutte le incertezze parziali u_p .

Le sopra richiamate formule sono applicate anche nel caso di determinazione della portata dei fumi di combustione determinata stechiometricamente; in questo caso per la determinazione dell'incertezza associata, valutata quantitativamente con la legge di propagazione dell'incertezza, l'incertezza composta si calcola a partire dai valori delle incertezze associate alle concentrazioni degli elementi costituenti il combustibile.



Per valutare l'incertezza associata alle portate del combustibile alimentato ad ogni utenza, poiché esse sono, di norma, misurate in continuo con strumenti conformi alle specifiche norme tecniche di settore, si fa riferimento a:

- quanto previsto dalla norma fiscale, nel caso in cui il misuratore sia soggetto a controllo nell'ambito di specifiche norme fiscali riguardanti i consumi di combustibile,
- i valori riscontrati nell'esperienza pratica (*Maximum Permissible Error in Service*, MPES), qualora gli strumenti siano adeguati al servizio e montati in accordo alle vigenti norme di riferimento UNI EN ISO 5167 e UNI EN ISO 5168, e in accordo con le linee guida istituite ai sensi della direttiva 2003/87/CE,
- il valore dell'incertezza di taratura moltiplicato per un fattore correttivo conservativo che tiene conto dei valori più alti di incertezza quando lo strumento è in service, qualora non fossero disponibili informazioni sufficienti per determinare il MPES. Il fattore di correzione conservativo può essere assunto al massimo pari a 2. I valori così determinati sono applicati senza alcun ulteriore onere di calcolo per l'operatore.

Nel caso di determinazione stechiometrica della portata dei fumi di combustione, l'incertezza da associare alla composizione del combustibile deriva principalmente da due contributi: l'incertezza sulle analisi chimiche effettuate per la determinazione delle concentrazioni e l'incertezza sulla rappresentatività del punto di misura dove è prelevato il campione.

L'incertezza sulle analisi chimiche può essere determinata applicando i criteri previsti dalle linee guida istituite ai sensi della Direttiva 2003/87/CE. L'incertezza sulla rappresentatività è legata alle caratteristiche dei punti di misura o di prelievo campioni. Tali punti devono essere scelti in modo tale che le caratteristiche del combustibile prelevato ed analizzato coincidano costantemente con le caratteristiche dei combustibili alimentati ai vari impianti di combustione. Nel caso di combustibile gassoso (fuel gas) è possibile, in molti casi, individuare un unico punto rappresentativo per ogni rete di distribuzione in cui può essere installato uno strumento di misura in continuo (se la composizione del fuel gas è variabile nel tempo), ovvero prelevare un campione da analizzare in laboratorio (se la composizione è costante). Anche nel caso di combustibile liquido (fuel oil) è possibile individuare un punto rappresentativo nella rete di distribuzione che può essere identificato, in via generale, nella linea di mandata della pompa di combustibile che aspira dal serbatoio del lotto di distribuzione, da cui può essere prelevato il campione. La rappresentatività di tale campione di fuel oil dipende, peraltro, dalle modalità di formazione del lotto di alimentazione e dal grado di omogeneizzazione assicurato al combustibile, all'interno del serbatoio, da opportuni agitatori.

Ai fini del calcolo, si ritiene che possa essere attribuita un'incertezza nulla sulla rappresentatività dei punti di misura quando sono rispettate le condizioni sopra descritte per il fuel oil e il fuel gas. Nel caso in cui tali ipotesi non siano verificate, è necessario valutare che le variazioni massime dei valori analitici delle concentrazioni tra il punto di misura e i punti di alimentazione alle singole utenze (riscontrate analiticamente con analisi periodiche) siano inferiori a 1/3 dell'incertezza massima associata allo strumento utilizzato per misura delle concentrazioni.

Ogni eventuale aggiornamento della normativa tecnica vigente sopra citata aggiorna automaticamente i contenuti tecnici descritti nel presente documento ad essa riferiti.



3 Stima delle portate a camino mediante fattori di emissione

Nei casi in cui i combustibili utilizzati abbiano una composizione pressoché costante, per il calcolo della portata dei fumi può essere applicato un valore indicativo del volume di fumi emesso per unità di combustibile (volume unitario di fumi o fattore di emissione), moltiplicando tale valore per la portata oraria di combustibile alimentata all'unità di combustione.

Il calcolo avviene in maniera del tutto analoga a quanto esposto per il caso di caratterizzazione completa del combustibile, con la differenza che il fattore di emissione viene assunto costante nel tempo.

Il volume unitario di fumi da utilizzare per la determinazione delle portate delle emissioni deve essere determinato attraverso test sperimentali sull'impianto o rigorosi algoritmi di calcolo disponibili per il processo che genera l'emissione; in entrambi i casi deve essere possibile determinare un'incertezza da associare al valore della portata. L'incertezza estesa massima associata alla portata dei fumi calcolata con i volumi unitari di fumi è la stessa incertezza estesa massima associata al caso delle misure in continuo.

Alcuni esempi di volumi unitari di emissione per gli impianti di combustione (forni e caldaie) e per gli impianti di processo sono riportati dall'attuale BREF per le raffinerie (cfr. paragrafo 8.6.2 *Appendix B on volumetric gas estimation*) nonché nell'allegato tecnico del vigente dal DPR 26 ottobre 2001, n. 416.

Nel caso in cui i fumi provengano dalla combustione di un solo combustibile, in mancanza di valori analitici o sperimentali, il volume unitario dei fumi e la relativa incertezza associata possono essere derivati da una stima effettuata secondo un giudizio scientifico di tutte le informazioni disponibili (misurazioni precedenti, esperienza e conoscenza dei processi emissivi e delle tecniche costruttive, valutazione dei valori di incertezza derivati da manuali e da letteratura tecnica). In questo caso può essere assunto un valore di incertezza massima maggiore rispetto a quello ottenibile con misure in continuo o calcoli come indicato ai punti precedenti, purché tale valore sia confermato periodicamente con valutazioni ingegneristiche e analisi periodiche sulle grandezze operative alla base del fattore di emissione stimato e che sia confermata la sua scarsa influenza sull'incertezza globale di bolla.

10.2.3 Determinazione delle concentrazioni al camino

Il monitoraggio degli inquinanti emessi al camino deve essere effettuato nel rispetto delle indicazioni di cui alla Decisione 2014/738/UE del 9 Ottobre 2014 – *Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e di gas*, BAT n. 4. In particolare, la determinazione delle concentrazioni degli inquinanti è effettuata con i seguenti metodi, secondo l'ordine preferenziale di seguito riportato:

1. monitoraggio in continuo diretto tramite misure con analizzatori (CEMS),
2. monitoraggio in continuo indiretto tramite calcoli con sistemi predittivi ⁸(PEMS),
3. monitoraggio indiretto della SO₂ tramite calcoli stechiometrici avvalorati da misure periodiche,
4. monitoraggio indiretto tramite algoritmi di stima e fattori di emissione avvalorati da misure periodiche,
5. monitoraggio tramite misure periodiche.

⁸ Riferimento D.M. MATTM 0274 del 16/12/2015



Vengono di seguito descritte le modalità di determinazione delle concentrazioni di cui ai punti 1, 3 e 4, di interesse per l'impianto in oggetto.

1 Monitoraggio in continuo diretto delle concentrazioni

I sistemi di monitoraggio in continuo sono costituiti da analizzatori automatici AMS, installati in situ oppure di tipo estrattivo, che rilevano automaticamente la concentrazione di ogni singolo inquinante sottoposto a controllo, su campioni dell'emissione prelevati con frequenza predefinita.

La procedura per la determinazione della concentrazione misurata in continuo è sintetizzata nei seguenti punti:

- determinazione dei dati elementari validi tal quali a partire dalle misure strumentali acquisite dalla strumentazione in linea, in base alle procedure di validazione della strumentazione stessa, in accordo con i criteri di validità indicati dalla pertinente normativa tecnica,
- determinazione della concentrazione media oraria tal quale calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi tal quali,
- determinazione della concentrazione media oraria tal quale (mg/m^3) valida, in base alle procedure di validazione della strumentazione in linea, in accordo con i criteri di validità previsti per legge e indicati dalla pertinente normativa tecnica attualmente disponibile. Tale concentrazione è generalmente riferita a fumi umidi e alle condizioni effettive di T, P, %O₂ esistenti nel punto di misura,
- se la misura è effettuata su effluenti umidi deve essere riportata ad un valore riferito ad effluenti gassosi secchi attraverso il fattore di conversione $C_U = 100/(100-U)$:

$$c_s = c_u \times C_U = c_u \times 100 / (100 - U)$$

dove:

c_s è la concentrazione dell'inquinante riferita a fumi secchi e alle condizioni reali nei fumi di pressione, temperatura e tenore di ossigeno,

c_u è la concentrazione dell'inquinante riferita a fumi umidi e alle condizioni reali nei fumi di pressione, temperatura e tenore di ossigeno.

U è il contenuto di vapor d'acqua negli effluenti gassosi espresso come rapporto in volume percentuale (m^3 di acqua / m^3 di gas umido x 100), calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento.

- normalizzazione e conversione alle condizioni di riferimento di ossigeno della concentrazione media oraria valida in base alla seguente formula:

$$C_{s,T,P,O_2\text{rif}} = c_s \times C_T \times C_P \times C_{O_2}$$

dove:

$C_{s,T,P,O_2\text{rif}}$ è la concentrazione media oraria secca, normalizzata e riferita all'ossigeno di riferimento al punto di emissione i da inserire nella formula per il calcolo della concentrazione di bolla,

C_T è il coefficiente di correzione in temperatura, dato da: $C_T = (T + 273,15)/273,15$, dove T è espresso in °C è la temperatura media oraria dell'effluente gassoso nel punto di



misura, calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento,

C_p è il coefficiente di correzione in pressione, dato da $C_p = 1013/P$, dove P è la pressione media oraria in kPa dell'effluente gassoso nel punto di misura, calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento,

C_{O_2} è il coefficiente di correzione dell'ossigeno per la conversione di gas riferiti al contenuto di ossigeno tal quale a gas riferiti ad un ossigeno di riferimento. Esso è dato da:

$$C_{O_2} = \frac{21 - O_{2rif}}{21 - O_{2mis}}$$

dove O_{rif} è il livello dell'ossigeno di riferimento individuato in base alla tabella riportata al precedente § 9.2.1 e O_{mis} è il livello di ossigeno misurato negli effluenti gassosi, calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento, in percentuale volumetrica.

Per quanto riguarda la validazione dei dati e la verifica di adeguatezza della strumentazione installata, si rimanda al Capitolo 12.

3 e 4 Monitoraggio indiretto della SO₂ tramite calcoli stechiometrici e degli altri inquinanti tramite algoritmi di stima e fattori di emissione

Il calcolo stechiometrico della concentrazione SO₂ consente di determinare, a partire dal contenuto di zolfo nei combustibili e dalla portata dei differenti combustibili utilizzati, la quantità in massa di SO₂ emessa nei fumi. Il valore della concentrazione è calcolato grazie al monitoraggio in continuo della portata volumetrica dei fumi.

La concentrazione di SO₂ viene stimata attraverso la seguente relazione, valida per la combustione stechiometrica dello zolfo presente nei combustibili:

$$[SO_2] = 2 \cdot \frac{P_{FO} \cdot X_{FO} + P_{FG} \cdot X_{FG}}{W_{fumi}} \cdot 10^9$$

dove:

- W_{fumi} è la portata totale emissione, espressa in Nm³/h;
 P_{FO} è la portata di fuel oil espressa in tonnellate all'ora (Mg/h);
 P_{FG} è la portata di fuel gas espressa in tonnellate all'ora (Mg/h);
 X_{FO} è il contenuto di zolfo nel fuel oil, espresso in kg di S /kg di combustibile;
 X_{FG} è il contenuto di zolfo nel fuel gas, espresso in kg di S /kg di combustibile.



Il valore dell'incertezza associata alla concentrazione di SO₂ così determinata è calcolato applicando la legge di propagazione dell'incertezza alla formula di calcolo di SO₂ su riportata, in accordo alle vigenti norme UNI CEI ENV 13005 e UNI EN 14956, ed è pertanto richiesta la conoscenza

- dell'incertezza della misura di portata dei singoli combustibili;
- dell'incertezza della misura dello zolfo nei combustibili;
- dell'incertezza della misura della portata dei fumi.

Ogni eventuale aggiornamento della normativa tecnica vigente citata aggiorna automaticamente i contenuti tecnici del presente PMC ad essa riferiti.

Componendo le suddette incertezze, deve essere verificato che l'incertezza calcolata sia inferiore o uguale a quella richiesta per le misure continue.

Per l'incertezza di combustione in impianti multicomcombustibile occorre ripetere l'analisi caso per caso, essendo essa dipendente dal metodo di analisi e dalle portate relative di fuel gas e fuel oil.

Il calcolo della concentrazione di un inquinante tramite algoritmi di stima, sviluppati da riconosciuti soggetti internazionali operanti nel settore (es. EPA, CONCAWE, API), può essere applicato se è sufficientemente accurato per lo scopo cui è utilizzato.

Le procedure sono basate su varie metodologie di stima dei fattori di emissione (es. stime derivate da misure, calcoli con dati operativi, assunzioni fatte da esperti del settore, ecc.).

Tali algoritmi possono essere specifici per la stima delle emissioni provenienti da vari impianti presenti in raffineria (impianti di combustione, FCCU, Impianti idrogeno, coking, reforming, torce, ecc...).

Gli algoritmi che utilizzano dei fattori di emissione non sito-specifici possono essere applicati solo a fonti emmissive poco rilevanti (ad esempio, per impianti di combustione con potenza termica nominale totale di tutte le unità di combustione connesse al camino < 50 MW).

Nel caso in cui gli algoritmi vengano utilizzati come dati sostitutivi delle misure, in caso di fuori servizio della strumentazione per il monitoraggio in continuo sui punti di emissione rilevanti, si considerano validi se soddisfano le condizioni mutate dalla vigente norma UNI EN 14181 e utilizzano fattori di emissione sito-specifici, derivanti da misure come descritto dalla vigente norma UNI EN ISO 11771. Ogni eventuale aggiornamento della normativa tecnica vigente citata aggiorna automaticamente i contenuti tecnici del presente PMC ad essa riferiti.

10.2.4 Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali

Calcolo concentrazione SO₂ emessa da forni e caldaie

Il flusso di anidride solforosa (Φ_{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^3/h , poi è moltiplicato per la densità ρ_{gas} in kg/Nm^3 ; quest'ultima calcolata dalla relazione

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

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

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

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

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

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

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

Determinazione fattore emissione NOx e controllo del CO

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

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

- i. Determinazione delle concentrazioni di NO_x e CO al variare, nell'intervallo di normale utilizzo del forno, del flusso di combustibile per cui si richiede la valutazione del fattore di emissione;
- ii. Valutazione della concentrazione minima e massima dell'ossigeno e del flusso di combustibile nelle condizioni operative richieste (si sottolinea come il minimo di O_2 a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di O_2 ad alti flussi, e lo stesso è vero ai massimi flussi)
- iii. Determinazione del più alto fattore d'emissione (inferiore comunque al limite) in mg/Nm^3 del NO_x nell'intervallo di flusso del combustibile desiderato e mentre si mantiene la concentrazione del CO al disotto del limite imposto (questa procedura consente di sfruttare la relazione inversa tra il controllo delle emissioni di NO_x e CO, cioè se il fattore d'emissione del NO_x , per le condizioni operative impiegate, è tale da rappresentare un CO sotto il limite, lavorando sempre in tali condizioni operative si è ragionevolmente sicuri di rispettare il limite per il monossido di carbonio);



- iv. Riportare i dati di flusso di combustibile e concentrazione di O₂ su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.
- v. Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile;
- vi. Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario;
- vii. La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno;
- viii. Se la verifica misura concentrazioni per NO_x e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

10.3 Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici

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

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

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

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

Il laboratorio dovrà assicurare la manutenzione periodica della strumentazione e la stesura dei relativi rapporti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti. La taratura degli strumenti dovrà essere ripetuta alla fine di ogni attività di manutenzione ovvero con la frequenza prevista dalla gestione del Controllo di Qualità del laboratorio e riportata nei relativi rapporti tecnici.

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

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



Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi

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

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

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

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

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

Campionamenti delle acque di scarico

Il laboratorio organizzerà 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.

Dovrà 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 sarà 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 indicherà 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.

Analisi delle acque in laboratorio

Il laboratorio effettuerà secondo le seguenti tabelle i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

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



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

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

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

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

11. METODI ANALITICI E CHIMICI

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

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

Si rimanda alle note ISPRA prot. 0016760 del 19/04/2013 (punto G), prot. 0009611 del 28/02/2013 (punto G), prot. 0013053 del 28/03/2012 (punto G) e prot. 0018712 del 01/06/2012 (punto G) per ulteriori chiarimenti in relazione ai metodi di riferimento.



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

11.1 Combustibili

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

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

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Acqua e sedimenti	UNI EN ISO 20058: 1997*	Determinazione mediante metodo basato su centrifugazione
Viscosità a 50°C	UNI EN ISO 3104: 2000*	Determinazione mediante misura del tempo di scorrimento in viscosimetro a capillare
Potere calorifico inf.	ASTM D 240	Determinazione mediante bomba calorimetrica
Densità a 15°C	UNI EN ISO 3675:2002	Determinazione mediante idrometro
	UNI EN ISO 12185: 1999	Determinazione mediante tubo ad U oscillante
Punto di scorrimento	ISO 3016	Determinazione mediante preriscaldamento e successivo raffreddamento a velocità controllata (analisi ogni 3 °C)
Asfalteni	IP143	Determinazione della frazione insolubile in eptano
	ASTM D6560	
Ceneri	UNI EN ISO 6245:2005*	Determinazione gravimetrica previa calcinazione in muffola a 775°C
HFT	IP375	Determinazione mediante filtrazione a caldo
PCB/PCT	UNI EN ISO 12766-3:2005*	Determinazione analitica mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Residuo Carbonioso	ISO 6615*	Determinazione mediante metodo di Conradson
Nickel + Vanadio	UNI EN ISO 13131:2001*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma
Sodio	UNI EN ISO 13131:2001	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma previa diluizione con



Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
	IP288	solvente organico
Zolfo	UNI EN ISO 8754: 2005*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di energia
	UNI EN ISO 14596:2008*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di lunghezza d'onda

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

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

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

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

Metodi di analisi elementare della Virgin nafta

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)*.

11.2 Emissioni in atmosfera

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

I metodi indicati con asterisco sono anche i metodi di riferimento da utilizzarsi per il controllo e la taratura dei sistemi di misurazione continui, nei casi di fuori servizio degli stessi e per la verifica di conformità di misure discontinue.

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e 101,3 kPa. Inoltre devono essere normalizzati al contenuto di ossigeno nei fumi.



Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	ISO 14164:1999	Metodo automatico che misura le portate in flussi convogliati corredato dei requisiti di qualità a cui i metodi/strumenti debbono rispondere per essere utilizzati ai fini della misura
	UNI EN 10169:2001*	Metodo manuale di misura della velocità e portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. È opportuna una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni quattro mesi.
Ossigeno	UNI EN 14789:2006* ISO 12039	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2006*	Metodo manuale per la determinazione della concentrazione dei vapore acqueo in effluenti gassosi previa condensazione e adsorbimento
NO _x	UNI EN 14792:2006* UNI 10878, ISO 10849	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza
SO ₂	UNI EN 14791:2006* UNI 10393, ISO 7935	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin
CO	UNI EN 15058:2006* ISO 12039	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (NDIR), con sistema di campionamento e condizionamento del campione di gas
PM ₁₀	UNI EN 23210-1:2009*	Determinazione gravimetrica (microbilancia) previo campionamento mediante l'uso di impattatori a due piani. Il metodo è particolarmente adatto per misurare le concentrazioni massiche minori di 50 mg/m ³
Polveri	UNI EN 13284-1:2003	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas. Per flussi convogliati in concentrazioni minori di 50 mg/m ³
	ISO 9096	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas. Per flussi concentrazioni maggiori di 50 mg/m ³
	UNI EN 13284-2:2005*	La UNI EN 13284-2:2005 deve essere impiegata : per le parti di pertinenza, nella "normalizzazione" dei metodi continui di misura
COV (come COT)	UNI EN 13526:2002* COT > 20 mg/Nm ³	Determinazione analitica mediante ionizzazione di fiamma (FID). Per effluenti gassosi provenienti da processi che utilizzano solventi
	UNI EN 12619:2002* COT < 20 mg/Nm ³	Determinazione analitica mediante campionamento del carbonio organico totale e ionizzazione di fiamma (FID). Per basse concentrazioni.
Composti organici volatili (singoli composti)	UNI EN 13649:2002*	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
IPA	DM 25.08.2000 n.158 All.3	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
	ISO 11338-1,2	campionamento isocinetico e determinazione con HPLC o GC-MS
Hg totale	UNI EN 13211-1:2003*	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento atomico previa riduzione con sodio boridruro e campionamento come descritto dal metodo



Parametro	Metodo	Descrizione
As, Be, Cd, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, Pb, Pd, Pt, Rh, Sb, Se, Sn, Te, Tl e V	UNI EN 14385:2004	Determinazione analitica mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Diossine-Furani	UNI EN 1948-1,2,3:2006*	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
PCB dioxins like	UNI EN 1948-4:2007*	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
Cloro, HCl	UNI EN 1911:2010*	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento per l'estrazione dell'HCl. Il metodo è applicabile anche per acido solforico, bromidrico e iodidrico
Bromo, HBr		
H ₂ S	EPA Method 15-15* EPA Method 16-16A-16B*	Determinazione gas cromatografica con rivelatore FPD di CS ₂ , H ₂ S e COS. Determinazione gas cromatografica con rivelatore FPD di composti solforici (TRS) quali dimetil disolfuro, dimetil solfuro, metil mercaptano, acido solfidrico.
Fluoro, HF	ISO 15713: 2006*	Il metodo è applicabile per le emissioni di gas con concentrazioni di fluoruri al di sotto dei 200 mg/m ³ . È possibile utilizzare il metodo per più alte concentrazioni, ma allora l'efficienza di assorbimento del gorgogliatore dovrebbe essere verificata prima che i risultati possano essere ritenuti validi. Tutti i composti che sono volatili alla temperatura di filtrazione e producono fluoruri solubili con la reazione con acqua sono misurati con questo metodo. La concentrazione dei fluoruri nella soluzione di assorbimento è misurata attraverso l'uso di elettrodo ione-selettivo. La quantità di fluoruri misurata è espressa come HF per convenzione. Questo metodo non misura i composti organici del fluoro.
NH ₃	CTM 027/97*	Determinazione mediante cromatografia ionica dello ione ammonio
Benzene	UNI EN 14662-1-2-3-4-5:2005	Qualità dell'aria ambiente - Metodo normalizzato per la misurazione delle concentrazioni di benzene - Parte 1: Campionamento per pompaggio seguito da desorbimento termico e gascromatografia. Parte 2: Campionamento per pompaggio seguito da desorbimento con solvente e gascromatografia. Parte 3: Campionamento per pompaggio automatizzato con gascromatografia in situ. Parte 4: Campionamento diffusivo seguito da desorbimento termico e gascromatografia. Parte 5: Campionamento diffusivo seguito da desorbimento con solvente e gascromatografia
	UNI 13649:2002	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo mediante carboni attivi e desorbimento con solvente



11.3 Scarichi idrici

In riferimento alle analisi delle acque di scarico, sono riportati i metodi analitici riconosciuti a livello nazionale ed internazionale.

11.3.1 Misure continue

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

Metodi di analisi in continuo delle acque reflue

Scarico	Inquinante/parametro	Metodo
SF1 SF2 AI2	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.

11.3.2 Misure discontinue

In riferimento alle analisi delle acque di scarico, nella tabella seguente sono riportati metodi analitici riconosciuti a livello nazionale ed internazionale.

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B, Metodo APAT-IRSA CNR 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA CNR 2100	-
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA CNR 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
BOD ₅	US EPA Method 405.1, S.M. 5210 B, metodo APAT-IRSA CNR 5120	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni. In base al contenuto di BOD ₅ presunto scegliere il metodo con campo di applicazione opportuno.



Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
COD	US EPA Method 410.4 S.M. 5220 C APAT-IRSA CNR 5130	Ossidazione con bicromato con metodo a reflusso chiuso seguita da titolazione
Oli e grassi animali e vegetali	US EPA Method 1664A APAT IRSA CNR 5160	Differenza tra il contenuto di sostanze oleose totali e idrocarburi totali
Cromo totale	US EPA Method 218.2 APAT -IRSA CNR 3010B + 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Ferro	EPA Method 236.2 APAT -IRSA CNR 3010B + 3160B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 APAT -IRSA CNR 3010B + 3160 B	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2 S.M. 4500-NH ₃ APAT-IRSA 4030C	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
Fosforo totale	EPA Method 365.3 APAT-IRSA CNR 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, per formare un eteropoliacido ridotto poi con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza d'onda di 882 nm,
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	Determinazione mediante cromatografia ionica.
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	Determinazione mediante cromatografia ionica.
Alluminio	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA CNR 3010 B + 3050 B	Digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Arsenico	APAT-IRSA CNR 3010 B + 3080	Determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
	UNI EN ISO 17294- 2:2005	Digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)



Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Bario	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA CNR 3010 B + 3090 B	Digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Boro	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cadmio	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA CNR 3010 B + 3120 B	Digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cromo esavalente	APAT -IRSA CNR 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC–Cromo (VI)
Manganese	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA CNR 3010 B+ 3190 B	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Mercurio	APAT-IRSA CNR 3200 A1,A2 o A3 EPA 3015A + EPA 7470A UNI EN ISO 12338:2003 UNI EN ISO 1483:2008	Determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa riduzione a Hg metallico con sodio boroidruro
Piombo	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT–IRSA CNR 3010 B + 3230 B	Digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Rame	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT–IRSA CNR 3010 B + 3250 B	Digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Selenio	APAT-IRSA 3010 B + 3260A	Digestione acida in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro
	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Stagno	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT–IRSA CNR 3010 B + 3280 B	Digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica



Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Vanadio	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA CNR 3010 B + 3310 A	Digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Zinco	UNI EN ISO 17294-2:2005	Digestione acida e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA CNR 3010 B + 3320 A	Digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione in fiamma
Tensioattivi anionici	APAT-IRSA CNR 5170	Determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato con il blu di metilene
Tensioattivi non ionici	APAT-IRSA CNR 5180	Determinazione mediante titolazione con pirrolidinditiocarbammato di sodio del Bi rilasciato dopo ridissoluzione del precipitato formatosi dalla reazione tra tensioattivi e il reattivo di Dragendorff
Fenoli	APAT IRSA CNR 5070A (fenoli totali)	Determinazione spettrofotometrica dei fenoli totali (mg/L) previa formazione di un composto colorato dopo reazione con 4-amminoantipiridina in ambiente basico. Generalmente utile per indagini preliminari di screening. In base alla tipologia di acqua da analizzare utilizzare il metodo con campo di applicazione opportuno (metodo A1: 0,05-0,1 mg/L o metodo A2: 0,1-5 mg/L)
	APAT IRSA CNR 5070B (singoli fenoli)	Determinazione dei fenoli attraverso cromatografia liquida ad alta prestazione (HPLC) accoppiata a rivelatore UV previa estrazione liquido-liquido o liquido-solido. Analizza quali/quantitativamente i singoli fenoli in campioni di acqua con contenuto di fenoli a livelli di tracce ($\mu\text{g/L}$)
BTEX ⁽¹⁾	UNI EN ISO 15680:2003	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	APAT-IRSA CNR 5140	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
Fluoruri	APAT-IRSA CNR 4020 EPA 9056A:2007	Determinazione mediante cromatografia ionica.
Cianuri	APAT-IRSA CNR 4070	Determinazione spettrofotometrica previa reazione con cloraminaT
	US EPA OIA 1677	Determinazione mediante scambio di legante, iniezione in flusso (FIA) e misura amperometrica
Solfuri	APAT-IRSA CNR 4160	Determinazione mediante titolazione con tiosolfato di sodio dell'eccesso di iodio non reagito in ambiente acido
Solfiti	APAT IRSA CNR 4150B	Determinazione mediante cromatografia ionica.
Idrocarburi totali	UNI EN ISO 9377-2:2000	Determinazione dall'indice di idrocarburi C ₁₀ -C ₄₀ attraverso gascromatografia. Nei caso di segnali prima del C ₁₀ diversi dal rumore di fondo deve essere determinata la frazione volatile attraverso le metodiche di spazio di testa (EPA 5021°) o purge & trap (50300) e analisi gas cromatografica e rivelatore a spettrometria di massa
	APAT IRSA 5160B2	Determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con tetracloruro di carbonio



Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
IPA ⁽²⁾	APAT IRSA CNR5080	Determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione liquido-liquido o su fase solida
	UNI EN ISO 17993:2005	Determinazione mediante analisi in cromatografia liquida ad alta risoluzione con rivelazione a fluorescenza previa estrazione liquido-liquido
Aldeidi	APAT IRSA CNR 5010	A. Determinazione spettrofotometrica mediante cloridrato di 3-rnethyl-2-benzo-tiazolone idrazone (MBTH) (0,05 - 1 mg/L), Bl. Determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione (HPLC) (µg/L). B.2 Determinazione mediante gascromatografia (µg/L)
Solventi organici aromatici ⁽³⁾	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	APAT IRSA 5140	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa dinamico
Indice degli Idrocarburi (HOI)	EN 9377- 2	Determinazione dell'indice di idrocarburi mediante estrazione con solvente e gascromatografia
Indice Fenoli	EN 14402	Determinazione dell'indice di fenolo mediante analisi in flusso (FIA e CFA)
MTBE	US EPA Method 624 GC/MS	Determinazione mediante gascromatografia/spettrometro di massa
AOX	ISO 9562:2004	Determinazione di alogeni di composti organogenati adsorbibili (AOX)
Benzene	Metodo APAT - IRSA 5140	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
Toluene	Metodo APAT - IRSA 5140	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
Xilene	Metodo APAT - IRSA 5140	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico

(1) Benzene, Etilbenzene, Toluene, Xilene, Stirene, n-propilbenzene, iso-propilbenzene (Cumene).

(2) Antracene, Naftalene, Fluorantene, Benzo(a)antracene, Benzo(a)pirene, Benzo(b)fluorantene, Benzo(k)fluorantene, Benzo(g, h, i)perilene, Crisene, Dibenzo(a, h)antracene, Indeno(1, 2, 3-cd)pirene.

(3) Sommatoria dei seguenti composti: Benzene, Toluene, Xilene, Etilbenzene, Stirene, Iso-propilbenzene, n-propilbenzene.

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).

11.3.3 Metodi analisi acque sotterranee

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



Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Hg	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
V	US EPA Method 286.2, Metodo APAT-IRSA 3310 A	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
MTBE	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
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.
IPA	Metodo ISPRA-IRSA 5080; US EPA Method 8270 D; DM 25/08/2000	Determinazione quantitativa di alcuni tra i principali idrocarburi policiclici aromatici in campioni di acque potabili, di falda, superficiali e di scarico mediante estrazione liquido-liquido o su fase solida ed analisi in gascromatografia/spettrometria di massa (HRGC/LRMS) con detector a selezione di massa, oppure in cromatografia liquida (HPLC) con rivelatore ultravioletto (UV) e a fluorescenza.
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico, in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. La sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B o Metodo APAT-IRSA 2100.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	La misura deve essere eseguita nel piezometro
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.



11.4 Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16.3.1998. Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e comunque eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s, sempre in accordo con le norme tecniche vigenti. La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.



SEZIONE 3 - REPORTING

12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

12.1 Definizioni

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

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

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

Media giornaliera - media su un periodo di campionamento di 24 ore, con prelevamento di un campione composito proporzionale al flusso o, se è dimostrata una sufficiente stabilità del flusso, di un campione proporzionale al tempo.

Media annua/mensile - media di tutti i valori medi giornalieri ottenuta nell'arco di un anno/mese, ponderata in ragione dei flussi giornalieri.

Flusso medio giornaliero - valore medio validato, cioè calcolato sui valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore. La stima di flusso di scarichi intermittenti va effettuata considerando la media di un minimo di tre misure fatte nell'arco della giornata di scarico.

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

Flusso medio annuale - valore medio validato, cioè calcolato sui 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).

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

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

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

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

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

12.2 Formule di calcolo

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera le quantità annue di inquinante emesso dovranno essere calcolate a partire dai valori di concentrazione di inquinante e di flusso dei fumi misurati ai camini.

La formula per il calcolo è la seguente:

$$Q = \sum_{i=1}^H \left(\bar{C}_{\text{mese}} \times \bar{F}_{\text{mese}} \right) \times 10^{-9}$$

Q = quantità emessa nell'anno espressa in t/anno

\bar{C}_{mese} = concentrazione media mensile espressa in mg/Nm³

\bar{F}_{mese} = flusso medio mensile espresso in Nm³/mese

H = numero di mesi di funzionamento nell'anno.

Nel caso di misure discontinue (annuali o semestrali) la misura o le misure (queste ultime mediate come indicato nel paragrafo 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.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici le quantità annue di inquinante emesso dovranno essere calcolate a partire dai valori di concentrazione di inquinante e di flusso delle acque misurati agli scarichi.

La formula per il calcolo è la seguente:

$$Q = (\bar{C}_{\text{anno}} \times \bar{F}_{\text{anno}}) \times 10^{-6}$$

Q = quantità emessa nell'anno espressa in kg/anno

\bar{C}_{anno} = concentrazione media annua espressa in mg/l

\bar{F}_{anno} = flusso medio annuo espresso in l/anno.

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

12.3 Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità

Nel caso in cui l'AIA stabilisca limiti di emissione espressi in quantità totale rispetto ad una determinata base temporale (ad esempio mese o anno), devono essere adottati i seguenti criteri:

- 1) deve essere installato un sistema di misura o calcolo con acquisizione in continuo delle quantità emesse, con le stesse modalità di gestione seguite per gli SME;
- 2) deve essere implementato un sistema di registrazione, elaborazione e conservazione dei dati, misurati o calcolati, e devono essere stabilite delle procedure scritte di gestione e manutenzione dei dispositivi (sia di misura sia di calcolo); i criteri di conservazione sono quelli già rappresentati per gli SME;
- 3) deve essere codificato un metodo per la sostituzione dei dati mancanti (dovuti ad esempio, ma non solo, a manutenzioni, guasti, prove di taratura, transitori ecc) dei sistemi continui di misura o calcolo, nei casi in cui tali mancanze siano significative al fine del calcolo delle masse emesse; tale metodo non deve in alcun caso comportare la modifica dei dati SME ma deve essere in grado di sostituire i dati mancanti solo nell'algoritmo di elaborazione dei dati in continuo, ovvero dei dati stimati, ai fini del calcolo delle masse emesse, in modo da non pregiudicare l'elaborazione dei valori orari, giornalieri, settimanali, mensili e annuali; la sostituzione effettuata deve essere riconoscibile e tracciabile;
- 4) devono essere generati e registrati in automatico report giornalieri, mensili e annuali delle quantità emesse.

I sistemi di monitoraggio (misura o calcolo) devono garantire un'incertezza estesa nella determinazione delle masse emesse, in ogni condizione di esercizio, inferiore al 12% per anidride solforosa, monossido di carbonio e ossidi di azoto (espressi come NO₂) e inferiore al 8% per le polveri totali. I valori di incertezza estesa summenzionati sono stati fissati in conformità ai valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione stabiliti dal testo unico



ambientale per le misurazioni strumentali dei medesimi inquinanti in atmosfera. Per tener conto dell'effetto di combinazione dell'incertezza di misura (o di stima) delle concentrazioni e delle portate di effluenti i valori degli intervalli di fiducia statuiti dal testo unico ambientale sono stati incrementati del 20%.

Con riferimento alle emissioni monitorate in continuo i valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione non devono superare le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:

- SO₂ 20 %
- NO_x 20 %
- Polveri 30 %
- CO 10%

A differenza della verifica di conformità a limiti espressi in concentrazione, il calcolo delle emissioni in massa, per sua natura, deve sommare tutti i contributi emissivi, inclusi quelli non dovuti a funzionamento di regime.

Quest'ultimo criterio generale non è applicabile solo nei casi in cui l'AIA, espressamente, stabilisca che il criterio di conformità ai limiti stabiliti in massa comporta la contabilizzazione dei soli contributi dovuti al funzionamento a regime.

Il manuale di gestione del sistema di misura o calcolo e la valutazione dell'incertezza estesa determinata alle normali condizioni operative (intendendo per normali le condizioni operative che corrispondono al raggiungimento dei parametri operativi prestabiliti e che vengono rispettati e mantenuti ragionevolmente costanti nel tempo) devono essere trasmessi in allegato al primo report annuale utile.

12.4 Validazione dei dati

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

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

12.5 Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

12.6 Eventuali non conformità

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

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



Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo. Tutti i dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente.

12.7 Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali

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

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

In particolare, in caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabiliti nell'AIA ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche, deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione di cause, eventuali azioni correttive/contentive adottate e tempistiche di rientro nei valori standard. Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata agli stessi Enti con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità. Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione agli stessi Enti del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo;

- ♦ il Gestore registra e comunica gli eventi incidentali che possono avere impatto sull'ambiente ad Autorità Competente e Enti di controllo; in caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente o comunque di eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose in ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile). La comunicazione degli eventi incidentali di cui sopra deve contenere: le circostanze dell'incidente, le sostanze rilasciate, i dati disponibili per valutare le conseguenze dell'incidente per l'ambiente, le misure di emergenza adottate, le informazioni sulle misure previste per limitare gli effetti dell'incidente a medio e lungo termine ed evitare che esso si riproduca;
- ♦ il Gestore dovrà attenersi a tutti gli obblighi derivanti dall'applicazione del D.Lgs. 105/2005 e smi, e in particolare agli obblighi relativi all'accadimento di incidente rilevante.

Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere inserite nel rapporto riassuntivo annuale.

12.8 Reporting in situazioni di emergenza

La società deve effettuare il reporting nelle ventiquattro ore successive alla prima notifica⁹ 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 secondo¹⁰ rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

⁹ La notifica dell'accadimento deve essere fatta immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile, con l'utilizzo del numero telefonico messo a disposizione dall'Autorità di Controllo

¹⁰ Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.



Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

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

12.9 Obbligo di comunicazione annuale

Entro il **30 aprile** di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità competente, a ISPRA, alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nel anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

Informazioni generali:

- Nome dell'impianto;



- Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto;
- N° ore di effettivo funzionamento dei reparti produttivi;
- N° di avvii e spegnimenti anno dei reparti produttivi;
- Principali prodotti e relative quantità prodotte per ogni carico;
- Per le unità di produzione di energia termica:
 - N° di ore di normale funzionamento;

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:

- il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale;
- il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse ad Autorità Competente e ISPRA, 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 ad Autorità Competente e ISPRA, corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

Consumi:

- consumo di materie prime e materie ausiliarie nell'anno;
- consumo di combustibili nell'anno;
- caratteristiche dei combustibili;
- consumo di risorse idriche nell'anno;
- consumo e produzione di energia nell'anno.

Emissioni - ARIA:

- informazioni contenute nella successiva Appendice A;
- risultati delle analisi di controllo previste dal § 3 del PMC di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni (in formato excell), secondo il seguente schema:



Parametri di cui alla tabella contenuta nella prescrizione 35 del PIC relativo all'ID 42/1063 ¹¹ (VLE in media annuale)													
Scarico:													
Mese		Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)		
		medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min
Gennaio	mg/l												
Febbraio	mg/l												
Marzo	mg/l												
Aprile	mg/l												
Maggio	mg/l												
Giugno	mg/l												
Luglio	mg/l												
Agosto	mg/l												
Settembre	mg/l												
Ottobre	mg/l												
Novembre	mg/l												
Dicembre	mg/l												

Parametri di cui alle prescrizioni 34 e 35 del PIC relativo all'ID 42/1063				
Mese:	Concentrazioni misurate in emissione			
Scarico	Parametro	Frequenza	Valori misurati (mg/l)	Valore limite AIA (mg/l)

- database del Piano di sorveglianza ed ispezioni della rete fognaria (cfr. § 4.1 del presente PMC).

¹¹ I VLE in media annua, di cui alle prescrizioni del PIC di cui all'ID 42/1063, si considerano rispettati se la media di tutti i valori medi giornalieri ottenuti nell'arco di un anno con le frequenze indicate per il monitoraggio, ponderata in ragione dei flussi giornalieri, non supera i pertinenti valori limite di emissione. I valori medi giornalieri si ottengono come media su un periodo di campionamento di 24 ore, con prelievamento di un campione composito proporzionale al flusso o, se è dimostrata una sufficiente stabilità del flusso, di un campione proporzionale al tempo.



Emissioni per l'intero impianto - RIFIUTI:

- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti prodotti nell'anno e loro destino;
- indice annuo di recupero rifiuti (%): kg annui di rifiuti inviati a recupero / kg annui di rifiuti prodotti;
- criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

Emissioni per l'intero impianto - RUMORE:

- risultati delle campagne di monitoraggio (cfr. § 7 del presente PMC).

Emissioni per l'intero impianto - ODORI:

- risultati del monitoraggio (cfr. § 8 del presente PMC).

Effetti ambientali per manutenzioni o malfunzionamenti:

- quanto previsto al § 12.7 del presente PMC.

Ulteriori informazioni:

- risultati dei controlli effettuati sulle matrici suolo, sottosuolo e acque sotterranee (cfr. § 5 del presente PMC).
- risultati dei controlli effettuati su impianti, apparecchiature e linee di distribuzione, come previsto al § 9 del presente PMC;
- risultati dei controlli a rotazione effettuati sui serbatoi: risultati delle attività di ispezione e controllo eseguite sui serbatoi di materie prime e combustibili, come previsto al § 9.1 del presente PMC;
- risultati dei controlli effettuati presso l'unità lavaggio off-gas, come previsto dal § 3.2 del PMC;

Eventuali problemi di gestione del piano:

- indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

12.10 Gestione e presentazione dei dati

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

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



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

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

13.8.1 Conservazione dei dati provenienti dallo SME

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

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

Tutti i dati registrati e conservati devono essere resi disponibili, su richiesta delle autorità o dell'ente di controllo, anche tramite creazione di *files* esportabili, e devono essere memorizzati secondo un formato che consenta un'agevole e immediata lettura ed elaborazione, con i comuni strumenti informatici. Lo schema base deve essere stabilito su un'organizzazione a matrice, in cui le singole colonne rappresentino ciascuna grandezza misurata, ovvero ciascuna grandezza o segnale di stato associato, e ciascuna riga rappresenti l'istante cui la grandezza in colonna si riferisce. La colonna contenente gli istanti di riferimento deve essere sempre la prima a sinistra e tutte le colonne devono contenere, come primi due *record*, l'indicazione della grandezza misurata e dell'unità di misura pertinente (ove applicabile), nonché ai segnali di stato delle apparecchiature principali di cui al § 9.

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

Le modalità suddette devono essere riportate ed illustrate, nella loro attuazione, nel manuale di gestione dello SME. Esse potrebbero comportare la necessità di intervenire sui sistemi esistenti. In tal caso, la procedura di attuazione deve essere intesa come segue:



- 1) il Gestore dovrà, entro due mesi dalla data di rilascio dell'AIA, mettere in atto una procedura provvisoria, anche manuale, che consenta di conservare i valori elementari oggi prodotti dai sistemi esistenti, con le modalità di acquisizione e memorizzazione correnti, per mezzo di "registrazione" su memorie di massa esterne che dovranno essere conservate nel rispetto dei tempi stabiliti,
- 2) il Gestore potrà utilizzare un tempo massimo di 12 mesi dalla data di rilascio dell'AIA, per garantire che il sistema SME operi secondo le modalità sopra stabilite.

13. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Produzione					
Prodotti	Ogni carico	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Consumi					
Materie prime	Alla ricezione/ Giornaliero	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Combustibili	Giornaliero/ Giornaliero all'utilizzo	Annuale			
Risorse idriche	Settimanale	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo/mensile/bi mestrale/trimestrale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistema di lavaggio off gas	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Torcia di emergenza	A ogni evento di attivazione	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni diffuse	<i>monitoraggio delle emissioni di COV, v. § 3.4.1</i>				
Emissioni fuggitive	<i>Secondo il Programma LDAR adottato dal</i>	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
	<i>Gestore, v. § 3.4.2</i>				
Acqua					
Emissioni	Continuo/bisettimanale/mensile/trimestrale/semestrale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Impianto pump&treat	mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee	Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Suolo, sottosuolo e acque sotterranee					
Piezometri	Trimestrale e a seguito di evento incidentale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Rifiuti prodotti e Aree di stoccaggio	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Entro 1 anno e successivamente Quadriennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Odori					
Sorgenti e ricettori	annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Serbatoi e pipe way					
Verifiche periodiche	<i>v. § 9.1</i>	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Fognatura oleosa					
Verifiche periodiche	Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale

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

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

Tipologia di intervento	Frequenza	Componente ambientale interessata e numero di interventi	Totale interventi nel periodo di validità del piano
Monitoraggio adeguamenti	Annuale	Verifica di avanzamento piano adeguamento impianto	12
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Annuale	Tutte	12
Verifica Audit energetico	Annuale	Uso efficiente dell'energia	12
Verifica Misure di rumore	Biennale	Misure di rumore al perimetro e/o presso i ricettori	6
Campionamento ed analisi Emissioni in atmosfera, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento e analisi, a discrezione dell'Ente di controllo, degli inquinanti emessi dai camini	12
Campionamento ed analisi scarichi idrici, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento e analisi, a discrezione dell'Ente di controllo, degli inquinanti emessi agli scarichi	12
Campionamento ed analisi acque sotterranee, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento e analisi, a discrezione dell'Ente di controllo	12
Campionamento ed analisi rifiuti, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento e analisi, a discrezione dell'Ente di controllo	12



APPENDICE A

Il Gestore deve fornire le seguenti informazioni:

1. Informazioni sul sistema di monitoraggio

- 1.1. Descrizione del sistema di monitoraggio usato per determinare le emissioni nell'ambito delle tecniche di gestione integrata delle emissioni.
- 1.2. Dettagli sui parametri misurati e calcolati, il tipo (diretto e indiretto) e i metodi di misurazione utilizzati, i fattori di calcolo utilizzati (e la loro giustificazione) e la frequenza del monitoraggio.

2. Informazioni sui risultati del monitoraggio

Resoconto sui risultati del monitoraggio che dia conto di come i valori limite applicati per le emissioni di NO_x e SO₂ nell'ambito delle tecniche di gestione integrata delle emissioni siano stati rispettati e che confronti le conseguenti emissioni di bolla con la somma delle emissioni che sarebbero state emesse dalle singola unità se, a pari livello di portata degli effluenti gassosi, tali unità avessero avuto livelli di prestazione corrispondenti ai singoli pertinenti BAT-AEL e BAT-AEPL. Tale resoconto comprende almeno i seguenti elementi:

- a) la concentrazione media mensile delle emissioni di NO_x e SO₂, come valore di bolla (esprese in mg/Nm³; tutte le medie mensili durante un anno);
- b) il totale delle emissioni mensili di NO_x e SO₂, come valore di bolla (espresso come tonnellate/mese);
- c) la concentrazione media mensile delle emissioni per ciascuna unità interessata (esprese come mg/Nm³; tutte le medie mensili durante un anno);
- d) portata degli effluenti gassosi per ciascuna unità interessata (espressa come Nm³/ora; tutte le medie mensili durante un anno).



Allegato 1. Protocollo Odore “sniff-testing”

Questo protocollo è suggerito come metodo “interno” per la determinazione degli odori per assicurare, pur con un approccio semplificato alla problematica, coerenza tecnica alla valutazione. Questa procedura è un test rapido di valutazione soggettiva istantanea della presenza, intensità e caratteristiche dell’odore rilevabile sia internamente all’installazione industriale, sia ai confini, sia in zone circostanti l’impianto.

La valutazione è finalizzata a:

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

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

Condizioni generali

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

- La frequenza della valutazione deve essere stabilita in base al potenziale di emissione delle sorgenti presenti nell’impianto, degli eventuali obblighi stabiliti nell’AIA e del numero di reclami.
- Deve essere considerata la sensibilità olfattiva delle persone coinvolte nella misura in campo. Se ritenuto necessario si può riferirsi alle tecniche dell’olfattometria dinamica per la selezione del personale coinvolto. Ovviamente, persone con senso dell’olfatto poco sviluppato non possono essere utilizzate al fine del presente protocollo. E’, altresì, importante che persone sottoposte a continuo contatto con sostanze odorose non siano utilizzate, in quanto, gravate da fatica olfattiva. E’ infine necessario che chi realizza le valutazioni non sia sottoposto anche esso ad uno sforzo olfattivo prolungato.
- Per migliorare la qualità dei risultati è opportuno che i test siano eseguiti da minimo due persone che devono svolgere l’attività in modo indipendente.
- Le persone coinvolte nei test dovrebbero, nei giorni di misura, evitare l’uso di cibi con intensi odori (esempio: caffè), da almeno un’ora prima di iniziare la procedura; non dovrebbero essere utilizzati, anche, profumi personali e/o deodoranti per automobili (se gli spostamenti sono realizzati in macchina) intensi.
- Personale con raffreddore, sinusite, mal di gola dovrebbero astenersi da eseguire il test. In tali casi deve essere ripianificata l’attività di audit giornaliera.
- La salute e la sicurezza delle persone coinvolte deve essere sempre garantita. Serbatoi o container di cui non si conosce il contenuto o il cui contenuto può essere pericoloso perché possono rilasciare sostanze tossiche per inalazione non dovrebbero mai essere sottoposti a



valutazione. In tutti i casi dubbi si deve valutare la scheda tecnica di sicurezza delle sostanze di cui si sospetta la presenza.

Punto di valutazione

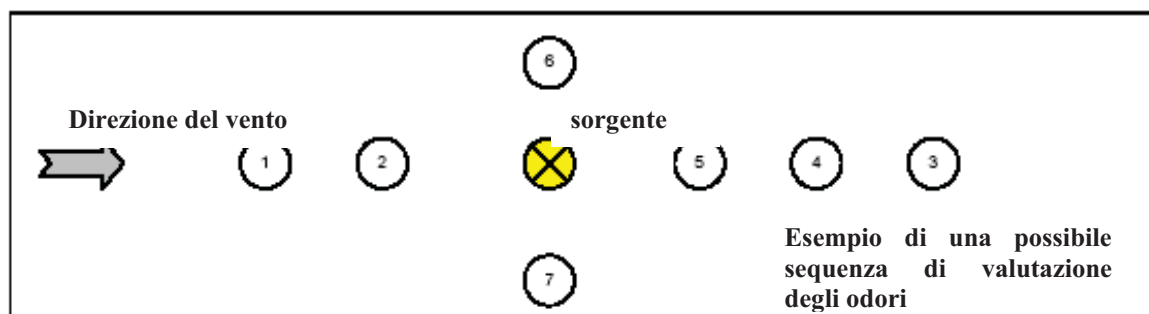
Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità odorigena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare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

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

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

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

Fig. 1 esempio di selezione dei punti di analisi



Dati da valutare e registrare

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

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

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



Le categorie di intensità sono:

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

Le categorie di estensione e persistenza sono:

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

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

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

Fastidio

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

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



altri fattori unici come la soggettiva predisposizione degli individui. L'istantanea impressione di inoffensività dell'odore può, se l'individuo è esposto in modo prolungato ad alte concentrazioni, condurre al cambio della percezione.

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

- natura/caratteristiche - gli odori che sono, in senso comune, considerati “sgradevoli” sono potenzialmente fastidiosi. Per esempio, gli odori da una Raffineria saranno considerati più sgradevoli che gli odori di una panetteria. L'intensità di un odore in riferimento alla sua soglia olfattiva può essere quantificata e, più alta è l'intensità e più alta è la probabilità di individuazione dell'odore;
- frequenza di esposizione - odori emessi con alta frequenza o in modo continuo dall'impianto sono più probabilmente considerati fastidiosi che quelli rilasciati in modo occasionale. La frequenza degli odori è spesso valutata in congiunzione con la persistenza nell'ambiente;
- persistenza- odori che persistono in un ambiente per un lungo periodo (cioè che non è prontamente disperso ad un livello tale che l'odore non sia percepibile) hanno una probabilità superiore di essere considerati fastidiosi. Odori poco sgradevoli possono essere considerati fastidiosi se l'emissione è frequente o continua e persistente. La persistenza di un odore è influenzata anche dalle condizioni meteorologiche.

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

- potenzialmente fastidioso
- moderatamente fastidioso
- molto fastidioso.

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

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

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

Scala di Beaufort



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

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