



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



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

U.prot DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della raffineria della società API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.A. sita nel comune di Falconara Marittima (AN)

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

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

VISTA la direttiva 96/61/CE del Consiglio, del 24 settembre 1996, sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, così come modificata dalle direttive 2003/35/CE e 2003/87/CE e conseguentemente ricodificata dalla direttiva 2008/01/CE;

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

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

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 31 gennaio 2005, di concerto con il Ministro delle attività produttive e con il Ministro della salute, recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372";

VISTO il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate



dell'inquinamento", così come modificato dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modifiche ed integrazioni, e in particolare l'articolo 3, comma 1, l'articolo 5, comma 14, e l'articolo 9;

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale", ed in particolare l'articolo 49, comma 6;

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

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

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 153, del 25 settembre 2007, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

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

VISTO il decreto legislativo 16 gennaio 2008, n. 4, recante "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale";

VISTO il decreto interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, ed in particolare l'articolo 5, comma 3;

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

VISTA l'istanza presentata in data 28 luglio 2006 dalla società API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore) a questo



Ministero ai sensi del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, per il rilascio di Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio della raffineria ubicata nel comune di Falconara Marittima (AN);

VISTA la nota DSA-2006-0032746 del 18 dicembre 2006 con la quale la Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale, ora Direzione per le Valutazioni Ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha richiesto di integrare la domanda di cui al punto precedente con l'attestazione di avvenuto pagamento della prevista tariffa istruttoria provvisoria di cui all'art. 49, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota prot. 265/07 del 30 gennaio 2007, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 2 febbraio 2007, al n. DSA-2007-0003301, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento della richiesta tariffa istruttoria provvisoria di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota DSA-2007-0008894 del 23 marzo 2007 con la quale la Direzione Generale ha comunicato al Gestore l'avvio del procedimento;

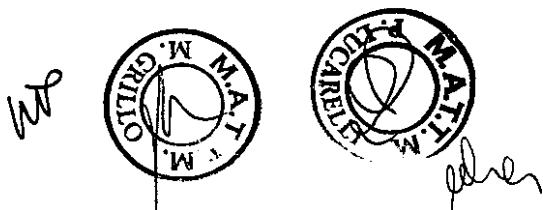
PRESO ATTO che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" in data 14 aprile 2007 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTO il decreto di compatibilità ambientale del Ministro dell'ambiente di concerto con il Ministro per i beni culturali ed ambientali n. 1877 del 22 aprile 1994, relativo al progetto di un impianto di gassificazione di idrocarburi pesanti e produzione di energia elettrica in cogenerazione nella raffineria API di Falconara Marittima, presentato dall'API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.A.;

VISTA la determinazione dirigenziale n. DSA/2004/13232 del 1 giugno 2004 con cui la Direzione Generale ha disposto l'esclusione dall'assoggettabilità alla procedura di valutazione di impatto ambientale, relativa al progetto di adeguamento e ammodernamento del ciclo di desolforazione gasoli in attuazione della direttiva "Auto-Oil" della raffineria di Falconara Marittima (AN), richiesta da A.P.I. S.p.A. in data 5 novembre 2003;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0000051 del 30 gennaio 2008 di costituzione del Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90;

VISTA la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DSA-2008-0010124 dell'11 aprile 2008, formulata dalla



Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota CIPPC-00-2008-0000306 del 3 aprile 2008;

VISTE le integrazioni all'istanza trasmesse dal Gestore con nota prot. 1131/08 del 19 giugno 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 26 giugno 2008, al n. DSA-2008-0017739;

VISTA la nota DSA-2008-0027622 del 1 ottobre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria;

VISTA la nota prot. 2014/08 del 13 novembre 2008, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 25 novembre 2008, al n. DSA-2008-0034197, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento del conguaglio della tariffa istruttoria dovuta ai sensi dell'articolo 5, comma 4 del decreto interministeriale del 24 aprile 2008, che disciplina le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0000038 del 13 gennaio 2009 di costituzione di un nuovo Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VERIFICATO che, ai fini dell'applicazione dell'articolo 7, comma 8, del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, l'impianto è soggetto alle disposizioni del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334;

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

RILEVATO che non sono pervenute, ai sensi dell'articolo 5, comma 8, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, e degli articoli 9 e 10 della legge 7 agosto 1990, n. 241, osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'impianto;

VISTO il Certificato UNI EN ISO 14001:2004 della API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.A. n. CERT -446-2002-AE-MIL-SINCERT da cui risulta che dal 19 settembre 2002 API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.A. è dotata di un sistema di gestione ambientale conforme ai requisiti della normativa UNI EN ISO 14001:2004, con validità fino al 26 luglio 2011;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0001320 del 8 giugno 2009 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio della raffineria della società



API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.A. ubicata nel comune di Falconara Marittima (AN), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

CONSIDERATO che il citato parere istruttorio fa riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 17, paragrafo 2, della direttiva 2008/01/CE ed in particolare ai documenti (BREF) in materia di "Large Combustion Plant" (Luglio 2006), "Energy efficiency techniques" (Luglio 2007), "General principles of monitoring" (Luglio 2003) e "Industrial cooling systems" (Dicembre 2001);

VISTA la nota prot. 1165/09 del 1 luglio 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 9 luglio 2009, al n. DSA-2009-0017705, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2009-0001320 dell'8 giugno 2009;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 6 luglio 2009 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DSA-2009-0019976 del 24 luglio 2009;

VISTA la nota DSA-2009-0020355 del 28 luglio 2009, rimasta senza esito, con la quale la Direzione Generale, ai sensi dell'art. 7, comma 8, del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, ha chiesto al Ministero dell'interno di fornire informazioni aggiornate sullo stato delle istruttorie tecniche condotte per lo stabilimento nell'ambito dei disposti di cui al decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i.;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0001938 dell'11 settembre 2009 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio, comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite in sede di riunione della Conferenza dei Servizi del 6 luglio 2009;

VISTA la nota prot. 1710/09 del 20 ottobre 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 21 ottobre 2009, al n. exDSA-2009-0028222, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2009-0001938 dell'11 settembre 2009;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 23 ottobre 2009 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DSA-2009-0028886 del 28 ottobre 2009;



poler

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0000083 del 29 gennaio 2010, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio definitivo, comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite nelle Conferenze dei Servizi del 6 luglio 2009 e 23 ottobre 2009;

VISTI i compiti assegnati all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale dall'articolo 11, comma 3 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

RILEVATO che, in sede di Conferenza dei Servizi, l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale ha reso il previsto parere in ordine al Piano di monitoraggio e controllo;

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

PRESO ATTO che nel corso dell'istruttoria non sono pervenute indicazioni da parte delle autorità competenti in merito alle prescrizioni ai fini della sicurezza e della prevenzione dei rischi di incidenti rilevanti, a norma dell'art. 7, comma 8, del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

FATTO SALVO il rispetto delle prescrizioni stabilite nei provvedimenti in materia di compatibilità ambientale;

DECRETA

la società API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.A., identificata dal codice fiscale 01837990587 con sede legale in Viale Flaminia n. 685 – 60015 Falconara Marittima (AN) (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio della raffineria ubicata nel comune di Falconara Marittima (AN), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 29 gennaio 2010 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2010-0000083 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 28 luglio 2006 ed integrata in data 19 giugno 2008 (nel seguito indicata come istanza).
Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

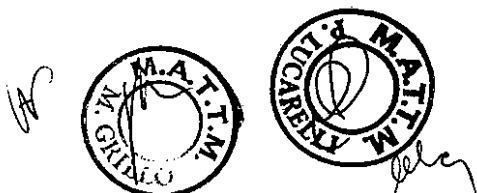
Oltre a tali condizioni, l'esercizio della raffineria dovrà attenersi a quanto di seguito specificato.



Art. 1

LIMITI DI EMISSIONE E PRESCRIZIONI PER L'ESERCIZIO

1. Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga 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. Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
3. Come prescritto dal paragrafo 8.2 del parere istruttorio, *Emissioni in aria*, entro 18 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, il Gestore deve sviluppare un programma di riduzione dei valori prescritti per il parametro "polveri", da presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, che preveda di raggiungere valori pari a 56 t/anno entro 24 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto.
4. Come prescritto dal paragrafo 8.2 del parere istruttorio, *Emissioni in aria*, entro 18 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, il Gestore deve sviluppare uno studio ai fini dell'identificazione dei limiti emissivi in flusso di massa (t/a), d'intesa con l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, l'Arpa Marche, la Regione Marche e gli Enti Locali, da presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.
5. Come prescritto dal paragrafo 8.2 del parere istruttorio, *Altre prescrizioni* - lettera f., entro 24 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, il Gestore è tenuto a presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, alla Regione Marche, alla Provincia di Ancona, al Comune di Falconara, uno studio di fattibilità corredato da analisi costi-efficacia per l'installazione di un sistema di trattamento dei vapori relativo al terminale di carico navi cisterna.
5. All'atto della presentazione dei documenti di cui ai commi 3, 4 e 5 il Gestore dovrà allegare apposite quietanze di versamento della prescritta tariffa di cui al decreto interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.



Art. 2

PRESCRIZIONI RELATIVE ALLA PREVENZIONE DEI PERICOLI DI INCIDENTI RILEVANTI

1. A norma dell'art. 7, comma 8, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, le eventuali prescrizioni derivanti dai procedimenti conclusi ai sensi del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i. costituiranno parte integrante del presente provvedimento.

Art. 3

ALTRE PRESCRIZIONI

2. Il Gestore è tenuto al rispetto di tutte le 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.
3. Si prescrive la georeferenziazione informatica di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche che saranno fornite dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.
4. Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente qualsiasi variazione intervenga nell'ambito della certificazione ISO 14001:2004.

Art. 4

MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro tre mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, il Gestore concorderà con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.
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. L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale definisce, anche sentito il Gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione dell'allegato piano di monitoraggio e controllo, garantendo in ogni caso il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.

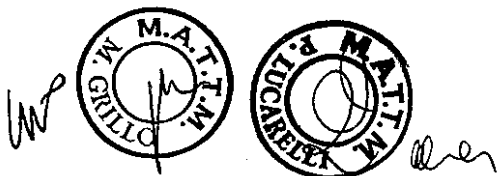


3. Si prevede, ai sensi dell'art. 11, comma 3, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, che l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifichi il rispetto di tutte le prescrizioni previste nel parere istruttorio riferendone gli esiti con cadenza almeno semestrale all'Autorità Competente.
4. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1, 2 e 3 l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso della durata dell'autorizzazione potrà concordare con il Gestore ed attuare adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.
5. Si prescrive, ai sensi dell'art. 11, comma 5, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, che il Gestore fornisca tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa all'impianto, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare si prescrive che il Gestore garantisca l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
6. Si prescrive, ai sensi dell'art. 11, comma 3, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, che il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, informi tempestivamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto.
7. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, si prescrive che il Gestore trasmetta gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale e alla ASL territorialmente competente.

Art. 5

DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE

1. La presente autorizzazione ha durata di sei anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, in quanto l'impianto è dotato di un sistema di gestione ambientale conforme ai requisiti della normativa UNI EN ISO 14001:2004.
2. Ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, si prescrive che la domanda di rinnovo della presente autorizzazione sia



presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sei mesi prima della citata scadenza.

3. Ai sensi dell'art. 9, comma 4, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, la presente autorizzazione può essere comunque soggetta a riesame. A tale riguardo si prescrive che, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenti, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
4. Si prescrive al Gestore di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Gestore l'obbligo di comunicazione di ogni variazione di utilizzo di materie prime, di modalità di gestione, di modalità di controllo, prima della loro attuazione al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

Art. 6 TARIFFE

1. Si prescrive 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 interministeriale 24 aprile 2008.

Art. 7 AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 5, comma 14 del decreto legislativo 18 febbraio 2005 n. 59, sostituisce ai fini dell'esercizio dell'impianto tutte le autorizzazioni, pareri, visti, nulla osta in materia ambientale, fatte salve le disposizioni che riguardano le emissioni di gas serra.
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 richiedere, nei tempi previsti e nel rispetto dei regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fidejussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

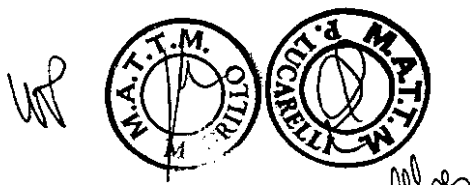


Art. 8
DISPOSIZIONI FINALI

1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto interministeriale 24 aprile 2008, 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. Copia del presente provvedimento è trasmessa alla società API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.A., nonché al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero della salute, al Ministero dell'interno, alla Regione Marche, alla Provincia di Ancona, al Comune di Falconara Marittima e all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.
5. Ai sensi dell'articolo 5, comma 15 e dell'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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, 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 16, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di ammenda da 5.000 a 26.000 euro, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 11, comma 9 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.

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

Stefania Prestigiacomo





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



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

E.prot DVA - 2010 - 0003417 del 10/02/2010

CIPPC-02-2010-00000931
DEL 29/01/2010

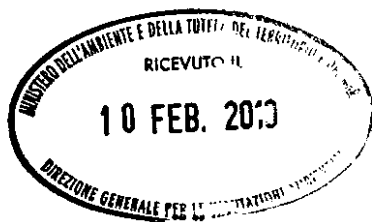
Pratica N.

Rif. Mittente:

Ministero dell'Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata da API Raffineria di Ancona S.p.A. - Raffineria di Falconara Marittima (AN).

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell'Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono il Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo, aggiornati secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza dei Servizi tenutasi in data 23/10/2009; detto parere non comporta variazioni sostanziali rispetto al parere originariamente reso.



Il Presidente Commissione IPPC

Ing. Dario Ticali

Dario Ticali



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
PER
API RAFFINERIA DI ANCONA S.P.A.
SITA
IN FALCONARA MARITTIMA (AN)

Gruppo Istruttore:	
Cinzia Albertazzi	Referente G.I.
Marcello Iocca	
Elena Tamburini	
Rocco Simone	
Dott. David Piccinini	Regione Marche
Dott. Marco Salustri	Provincia di Ancona
Ing. Giovanna Badiali	Comune di Falconara M.ma

21



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

INDICE

1	DEFINIZIONI.....	3
2	PARTE INTRODUTTIVA.....	4
2.1	RIFERIMENTI NORMATIVI	4
2.2	ATTI PRESUPPOSTI	6
2.3	DOCUMENTI ESAMINATI E ATTIVITÀ SVOLTE	7
3	ATTIVITA' AUTORIZZATA.....	9
4	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE.....	9
5	ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE.....	13
5.1	QUADRO AUTORIZZATIVO ATTUALE	16
5.2	ALTRI ASPETTI INFORMATIVI	23
6	ASSETTO PRODUTTIVO FUTURO	26
6.1	IMPIANTO DA AUTORIZZARE E PROPOSTE DI MODIFICA	26
7	SOSTENIBILITÀ TECNICA ECONOMICA ADOZIONE MTD	28
7.1	PREVENZIONE DELL'INQUINAMENTO MEDIANTE LE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI.....	28
7.2	GESTIONE CORRETTA DEI RIFIUTI.....	31
7.3	ULTERIORI CONSIDERAZIONI	31
7.4	CONVINCIMENTI E MOTIVAZIONI	32
8	PARERE E PRESCRIZIONI	33
8.1	PRODUZIONE ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA	33
8.2	EMISSIONI IN ARIA	33
8.3	EMISSIONI DIFFUSE	40
8.4	MANUTENZIONE, MALFUNZIONAMENTI ED EVENTI INCIDENTALI.....	40
8.5	EMISSIONI SONORE	41
8.6	RIFIUTI	42
8.7	EMISSIONI IN ACQUA	45
8.8	PRESCRIZIONI SU SUOLO E SOTTOSUOLO, BONIFICHE	49
8.9	PRESCRIZIONI TECNICO GESTIONALI	49
8.10	FASE DI CHIUSURA IMPIANTO	50
9	PIANO DI MONITORAGGIO.....	50
10	PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....	51
11	SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI	51
12	DURATA, RINNOVO E RIESAME.....	51
13	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....	52

gn



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

1 DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Salvaguardia Ambientale.
Autorità di controllo (AC)	L'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici, per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 11 del decreto legislativo n. 59 del 2005, dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Marche.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del decreto legislativo n. 59 del 2005. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 9, comma 5, del decreto legislativo n. 59 del 2005.
Gestore	La presente autorizzazione è rilasciata a “api raffineria di ancona” – Falconara Marittima (AN), indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Impianto	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento.
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.

SA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Migliori tecniche disponibili (MTD)

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

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1, 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 ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1 e del decreto di cui all'articolo 18, comma 2, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 11, comma 3.

Uffici presso i quali sono depositati i documenti

I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito <http://www.dsa.minambiente.it/aia>, al fine della consultazione del pubblico.

Valori Limite di Emissione (VLE)

La massa di inquinante 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, segnatamente quelle di cui all'allegato III del decreto legislativo n. 59 del 2005.

2 PARTE INTRODUTTIVA

2.1 Riferimenti Normativi

Visto il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 “Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- dell'inquinamento”;
- vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 “Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I”;
- visto il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 “Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372”, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;
- visto i decreti concernenti l'emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di allevamenti, macelli e trattamento di carcasse, di fabbricazione di vetro, fritte vetrose e prodotti ceramici e di raffinerie, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 125 del 31 maggio 2007;
- visto il decreto 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 aprile 2006;
- visto l'articolo 3 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
 - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
 - deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, a norma del medesimo decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22;
 - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
 - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale;
- visto l'articolo 8 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
- visto inoltre l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. n. 59/2005, a norma del quale “i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale”;
- vista La L. 243 del 19.12.2007 in base alla quale viene stabilito che, fino al

EA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

rilascio dell'AIA, gli impianti esistenti di cui al D.Lgs. 59/05 per i quali sia stata presentata nei termini previsti la relativa domanda, possono proseguire la propria attività nel rispetto della normativa vigente e delle prescrizioni stabilite nelle autorizzazioni di settore rilasciate per l'esercizio e per le modifiche non sostanziali degli impianti medesimi.

2.2 Atti presupposti

- Visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 9/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00-2008-0000051 del 30/01/2008, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Soc. api raffineria di ancona S.p.A. – sita in Falconara Marittima (AN) al gruppo Istruttore così costituito:
- Ing. Alfredo Pini (referente)
 - Prof. Sergio Rapagnà
 - Dott. Nicola Adamo
 - Ing. Alessandro Zan
 - Ing. Antonio Maria Rinaldi;
- Visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 224/2008 di rinnovo della composizione della Commissione Istruttoria IPPC;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00-2008-0001521 del 24/11/2008, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Soc. API Raffineria di Ancona S.p.A. - Raffineria di Falconara Marittima (AN) al Gruppo Istruttore così costituito:
- Dott.ssa Cinzia Albertazzi (referente)
 - Ing. Rocco Simone
 - Avv. Elena Tamburini
 - Dott. Marcello Iocca;
- preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto legislativo n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Dott. David Piccinini (Regione Marche)
 - Dott. Marco Salustri (Provincia di Ancona)
 - Ing. Giovanna Badiali (Comune di Falconara M.ma);
- preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC hanno preso parte, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
- Michele Ilacqua



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- visti
- Fabio Fortuna
 - Liana De Rosa;
- i verbali delle riunioni del GI nominato per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:
- il verbale CIPPC 753/2008 del 25 luglio 2008 di riunione del GI del 21/03/2008;
 - il verbale CIPPC 805/2009 del 27 novembre 2008 di incontro del GI;
 - il verbale CIPPC 806/2009 del 27 novembre 2008 di incontro tra il GI e il Gestore.
- Perso atto della sentenza del Consiglio di Stato n. 5256/09 Reg. Dec. N. 9510 Reg. Ric. Anno 2004, con la quale risulta superata la determina del dirigente della Provincia di Ancona che fissava il limite per l'MTBE pari a 0,01 mg/l, mai raggiunto dalla società perché dichiarato tecnicamente inattuabile

2.3 Documenti esaminati e attività svolte

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 2007, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DSA-2007-0003822 del 07/02/2007, dalla società API SpA, con sede legale in Via Flaminia, 685 – 60015 Falconara Marittima (AN), relativa al sito industriale di Falconara Marittima (raffineria ed impianto IGCC);
- esaminata la documentazione integrativa trasmessa dal Gestore in data in data 25/06/2008 CIPPC-00_2008-0000752;
- esaminate le linee guida generali e le linee guida di settore per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili e le linee guida sui sistemi di monitoraggio; e precisamente:
- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)
 - Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)
 - Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di raffinerie Supplemento ordinario n. 127 alla Gazzetta ufficiale 31 maggio 2007 n. 125;
- esaminati i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP); Luglio 2006
 - Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE); Luglio 2007
 - Reference Document on General Principles of Monitorin; Luglio 2003

EN



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- | | |
|-----------|---|
| esaminata | <ul style="list-style-type: none">- Reference Document on Industrial Cooling Systems; Dicembre 2001; la documentazione prodotta dall'ISPRA nell'abito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente: |
| | <ul style="list-style-type: none">- Relazione Tecnica “Relazione istruttoria-ri1” del 24 novembre 2008 prot. n. CIPPC-00-2008-1523;- Piano di Monitoraggio e Controllo del 31 ottobre 2008; |
| ritenuto | non necessario svolgere sopralluoghi dal momento che il GI si è avvalso della conoscenza degli impianti garantita dagli esperti di nomina regionale e provinciale e nessun commissario ne ha fatto richiesta; |
| acquisito | il parere unanime favorevole del GI sui criteri di redazione e sui contenuti del parere istruttorio, e del Piano di Monitoraggio e Controllo; |
| acquisito | il parere unanime favorevole del GI sui criteri di redazione e sui contenuti del presente documento e del Piano di Monitoraggio e Controllo allegato tramite comunicazioni di posta elettronica. |

81



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

3 ATTIVITA' AUTORIZZATA

Identificazione del complesso IPPC

Ragione sociale	API RAFFINERIA DI ANCONA SPA
Sede legale	Via Flaminia 685, 60015 Falconara Marittima
Sede operativa	Via Flaminia 685, 60015 Falconara Marittima
Tipo di impianto:	Esistente
Codice e attività IPPC	categoria 1.2 - Raffinerie di Petrolio e Gas
Gestore	Ing. Giancarlo Cogliati Amministratore Delegato della società api raffineria di ancona S.p.A.
Referente	Paolo Buscemi e Pierfilippo Amurri
Impianto a rischio di incidente rilevante	SI
Sistema di gestione ambientale	ISO 14001

L'assetto impiantistico oggetto del procedimento istruttorio ai sensi del D.lgs 59/2005 è quello descritto e corrispondente all'impianto così come esistente ed a seguito descritto. Il Gestore ha altresì presentato un elenco di interventi di miglioramento che in parte sono, ad oggi, già stati realizzati (come dettagliato nel cap.6).

4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

Il complesso industriale della raffineria e della centrale nasce nel 1939 su progetto di Peretti, nella pianura alluvionale del Fiume Esino a nord di Falconara Marittima (sup. tot 70 ettari). L'area affaccia a nord- est sull'Adriatico ed è attraversata dalla statale Adriatica e dalla ferrovia Ancona-Bologna.

Il Piano Regolatore Generale del Comune di Falconara Marittima del 1999, aggiornato al 2005 per l'adeguamento al Piano Paesistico Ambientale Regionale, classifica l'area API come *Zona Urbana Definita* (ZUD), ovvero parti di città con assetto urbanistico consolidato all'interno delle quali sono consentiti esclusivamente interventi di risanamento conservativo o ristrutturazione finalizzati alla generale riqualificazione ambientale dell'area in vista della futura riconversione produttiva ecocompatibile (Obiettivo di Piano).

Non si riscontrano particolari vincoli territoriali, ambientali e culturali ad eccezione delle *zone di rispetto dei pozzi*, dove è vietata la dispersione dei fanghi e delle acque reflue incluse quelle depurate.

Suolo e sottosuolo

Con L.179/02 Falconara Marittima viene iscritto nell'elenco dei Siti di Interesse Nazionale, e con delibera n.305/2000 il Consiglio Regionale individua sul territorio della provincia di Ancona, un'area *ad elevato rischio di crisi ambientale* (c.a. 85 kmq, comprendente nove

9



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

comuni) che presenta elementi di forte criticità connessi alla presenza di infrastrutture di collegamento e dell'area portuale di Ancona, alla forte densità industriale a rischio ai sensi del D.Lgs 334/99, al consistente traffico ferroviario e di mezzi pesanti per il trasporto di prodotti petroliferi.

Tra questi il Comune di Falconara Marittima, con il 90,2% del suo territorio, occupa tutto il fronte a mare, compreso il tessuto residenziale sbarrato ad ovest dall'area dell'aeroporto e a sud dalla presenza della ferrovia e la raffineria sviluppatasi sull'area di interrimento del fiume Esino.

Ai sensi del D.M. 471/99 la Regione Marche individua all'interno dell'*Area ad Elevato Rischio di Crisi Ambientale (AERCA)* tredici siti inquinati nei territori dei comuni di Ancona, Falconara Marittima, Camerata Picena e Monsano.

Nel SIN di Falconara è stata evidenziata la presenza di inquinanti quali BTEX, Trimetilbenzeni, idrocarburi C<12 e C>12, MTBE, ETBE, IPA, metalli con volumi di oltre i 2,0 ml di metri cubi di suolo e di circa 1,5 ml di metri cubi dell'acquifero.

Nell'anagrafe dei siti da bonificare, l'area della raffineria API e dell'ex Enichem sono quelli con la maggiore estensione (90% dei suoli inquinati e 98% del volume interessato).

Le acque sotterranee mostrano un inquinamento da attività antropiche con concentrazioni molto superiori ai limiti del D.Lgs 152/99 per la presenza di nitrati (fertilizzanti azotati, reflui zootecnici, cattiva gestione dei fanghi, dispersioni fognarie) e di scarichi reflui umani ed industriali privi di denitrificazione.

La risposta programmatica alle criticità ambientali per l'AERCA è il *Piano di Risanamento dell'Area di Ancona, Falconara e Bassa Valle dell'Esino 2005* che individua criticità ambientali per la presenza di:

- aree a rischio idrogeologico elevato¹ (R3) e molto elevato (R4) per fenomeni di esondazione e gravitazionale dell'ambito fluviale dell'Esino;
- siti inquinati: SIN di Falconara (D.M. 83 del 26/02/2003) che comprende anche una fascia costiera di 3 Km interessata da fenomeni di inquinamento delle acque marine costiere e dei sedimenti; SEA di Camerata Picena;
- condizioni di vulnerabilità connesse alla forte antropizzazione del territorio.

Gli obiettivi di qualità ambientale individuati dal Piano sono di risanamento e riqualificazione del patrimonio ambientale e culturale, che comprende l'ottimizzazione della gestione dei rifiuti e del sistema energetico, nonché la mitigazione del rischio tecnologico ed miglioramento del sistema infrastrutturale.

Acque

Il punto di campionamento 16/ES è quello più vicino alla foce del fiume Esino, a valle della confluenza con il fosso Triponzio.

Le caratteristiche chimico-batterologiche delle acque di questa stazione di prelievo sono associabili ad un LIM di livello 3 che presenta criticità per la presenza elevata di carica batterica e di elevati valori di fosforo totale.

La qualità biologica è espressa da un IBE di classe 3 che assegna, in accordo con il LIM, una classe di qualità ambientale sufficiente (SACA 3) in linea con i risultati degli ultimi due anni.

¹ Piano stralcio di bacino per l'Assetto Idrogeologico per i bacini di rilievo regionale (D.G.R.116/2004).

EA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Lo stato chimico non influisce sulla classificazione in quanto sono state rinvenute solo alcune delle sostanze pericolose ricercate e con concentrazione trascurabile (0,01 µg/l di Dicloropropano e 0,023 µg/l di Metolachlor).

Alla luce dei risultati delle analisi tali acque sono idonee alla vita dei pesci ciprinidi.

Il fiume Esino si presenta con caratteristiche torrentizie e modesta capacità auto depurativa.

Lo stato di qualità delle acque denuncia un progressivo peggioramento dei parametri partendo dalla sorgente alla foce, con tendenza all'aumento di volume prelevato per le significative derivazioni idriche concesse. Nel 2003 tali derivazioni hanno rappresentato il 181,6% del deflusso medio annuo prelevabile. L'uso dei prelievi idrici risulta per il 95,3% destinato al settore idroelettrico, contro l'1,3 del settore industriale.

Lo stato di qualità SACA (2001), sia per la stazione di Chiusa sia per quella di Fiumesino, registrano un livello *sufficiente* nonostante la presenza di tracce di cromo determinata dalla attività industriali. Gli scarichi che confluiscono direttamente nel fiume sono quelli dell'impianto di demineralizzazione dell'API, del depuratore di Jesi e del depuratore della Sadam(zuccherificio).

Sulle acque marino-costiere le indagini svolte dall'ARPAM evidenziano un indice trofico con qualità mediamente sufficiente e trend in leggero miglioramento. In prossimità dell'area dell'impianto, alla foce del fiume Esino, si rileva la presenza di concentrazioni di cloro residuo totale di poco superiori ai limiti di rilevabilità probabilmente dovute all'apporto in mare delle acque del fiume che raccolgono i reflui urbani, gli scarichi del fosso Rigatta e le acque di raffreddamento della centrale IGCC.

Le analisi sul biota effettuate nella zona di mare antistante l'API ed alla foce del fiume Esino denunciano la presenza di alte concentrazioni di Arsenico (10 mg/kg), mentre quelle sui sedimenti (500 m dalla costa) non evidenziano particolari condizioni di inquinamento ad eccezione dello zinco in corrispondenza della foce dell'Esino con valori più elevati per gli idrocarburi (C>12) sul primo strato di sedimento.

Aria

Il Piano Regionale di Tutela e risanamento della qualità dell'Aria (D.C.R. 36/2001) definisce la zona bassa Vallesina - zona Falconara a rischio di inquinamento atmosferico, con criticità ascrivibili alle emissioni inquinanti del traffico urbano e delle attività produttive.

Complessivamente le problematiche evidenziate dal piano sono la presenza di smog fotochimico nei periodi estivi, le concentrazioni di NO₂ con picchi orari, la presenza di metalli immessi in atmosfera dall'attività della raffineria e l'inquinamento da benzene e PM₁₀.

Il Piano di Risanamento Areale nelle zone fortemente terziarizzate rileva una tendenza alla diminuzione delle concentrazioni degli inquinanti classici (composti dello zolfo e del monossido di carbonio), un livello pressoché costante degli NO_x (superamento del limite delle medie annue di NO₂) e del Benzene, un aumento dell'ozono (in particolare di ozono troposferico) e del PM₁₀ (superamento del limite delle medie anno e giorno).

Anche il monitoraggio effettuato da ARPA Marche ha messo in evidenza nel primo semestre 2007, numerosi superamenti del limite delle medie giornaliere ed annue delle polveri sottili non solo per l'area industriale, ma anche quella urbana.

Le azioni specifiche individuate dal piano ai fini del risanamento e della tutela della qualità dell'aria per la zona della raffineria vanno dal miglioramento del denitrificatore dell'IGCC,

SA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

alla fermata degli impianti per manutenzione nei periodi di massima formazione di ozono, alla sostituzione di olio combustibile con il metano, ad altri che porterebbero uno scenario di emissioni di NOx dagli attuali 2,1 ton/gg senza DeNOx, agli 1,05 ton/gg con DeNOx.

Rumore

Il Piano di classificazione acustica comunale (2005) individua nell'area API una zona in Classe VI- *Area a destinazione esclusivamente industriale*, compresa tra il confine costiero e la ferrovia Adriatica, ed una zona il Classe V- *Area a destinazione prevalentemente industriale*, tra la ferrovia e SS 16 destinata al deposito dei prodotti petroliferi, al parcheggio dei mezzi, all'impianto di carico.

La presenza di una porzione di area industriale posta in classe V consente di realizzare la fascia di decadimento del clima acustico in prossimità dei quartieri residenziali, considerati dalla normativa di settore ricettori sensibili.

Le campagne di monitoraggio hanno evidenziato alcuni superamenti del valore limite normativo.

Le interferenze rilevate sono dettate non solo dalle sorgenti di traffico veicolare, ferroviario ed aeroportuale, ma anche dalla stessa attività produttiva degli stabilimenti API che in particolari regimi di utilizzazione risultano prevalenti rispetto alle altre sorgenti.

Località	Livello equivalente medio dB(A)	
	Giorno	Notte
API-lato mare	67,6	68,3
API-lato parcheggio	70,0	64,7
Viadotto SS16	69,7	66,7
Ferrovia-Rocca lato mare	67,3	68,5
Quartiere Flumesino	68,9	65,7

Rilevazioni acustiche in prossimità dell'impianto²

Pertanto, come previsto dalla normativa vigente, l'Api ha presentato un piano volontario di risanamento acustico del sito API (PRAV) da realizzarsi nel corso degli anni 2005-2008. In tale progetto Api ha previsto la realizzazione, sulle sorgenti più significative, di opere di mitigazione dell'impatto acustico.

L'ARPAM, a cui sia il Comune di Falconara M.ma, sia la Regione Marche hanno richiesto valutazioni relativamente al PRAV redatto da API, ha ritenuto necessario richiedere integrazioni a tale piano di risanamento, dal momento che in corrispondenza di un punto di misura è stato previsto il superamento del limite di emissione notturno nella situazione post mitigazione e, di conseguenza, è stato proposto di richiedere nuove ed efficaci opere di mitigazione al fine di garantire il rientro nei limiti previsti dalla classificazione acustica del Comune di Falconara in tutti i punti presi in esame. Dal momento che dall' API non risulta pervenuta alcuna ulteriore documentazione integrativa, l'iter di approvazione del PRAV è da ritenersi ancora non concluso.

Aree di protezione e vincolo

L'area della Raffineria non ricade in area protetta e non è interessata da aree di protezione speciale (SIC e ZPS). Sul territorio provinciale, in aree non sottoposte alle ricadute

² da Piano di Risanamento dell'Area di Ancona, Falconara e Bassa Valle dell'Esino

81



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

dell'attività industriale, sono presenti il Parco Regionale Conero, il Parco Regionale Gola della Rossa e di Frasassi e la Riserva naturale orientata Ripa Bianca di Jesi.

5 Assetto produttivo attuale

La raffineria api raffineria si ancona, a seguito indicata come Api raffineria, è ubicata alla periferia nord del Comune di Falconara M.ma, in un'area tradizionalmente dedicata ad attività industriali.

Lo stabilimento sorge in un'area che confina a nord-est con il Mare Adriatico, sul lato sudovest con la S.S. 16, a nord-ovest con il fiume Esino e con altri terreni di proprietà api a sud-est.

L'area occupata dallo stabilimento è divisa in due parti, in senso longitudinale, dalla linea ferroviaria Ancona Bologna.

La prima, sul lato mare, ospita prevalentemente:

- tutti gli impianti produttivi e quelli ausiliari strettamente connessi a questi,
- i serbatoi di stoccaggio dei grezzi, dei semilavorati, del bitume e del GPL,
- le aree caricamento GPL e bitume,
- la sala controllo, gli uffici tecnici, il laboratorio, i cantieri;

mentre la seconda, compresa tra la ferrovia e la Strada Statale n.16 ospita esclusivamente:

- gli stoccaggi dei prodotti finiti,
- le aree di caricamento di questi ultimi,
- le aree di servizio e gli uffici direzione.

Completano lo stabilimento le strutture per la movimentazione di materie prime e prodotti finiti via mare ed i terminali di torcia, che sono ubicati in mare.

La produzione annua e la capacità produttiva dell'impianto è riassunta nella seguente tabella

Prodotto	Capacità di produzione (tonn/anno)	Produzione effettiva (tonn/anno)	anno di riferimento
Petrolio grezzo e semilavorati	3.900.000	3.518.130	2004

Inoltre la produzione annua è, per l'anno 2004, da intendersi come produzione dei seguenti prodotti

EA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Prodotto	Tonn/anno (2004)
Benzine	600.342
Gasoli	1.644.444
Oli combustibili	710.808
Bitumi	282.025
G.P.L.	127.896
Gas incondensabili (fuel gas) bruciati ai forni	103.521
Zolfo	28.599

Lo schema di lavorazione è basato su una configurazione di tipo “hydroskimming” associata ad un sistema di conversione “Thermal Cracking/Visbreaking”.

Il grezzo viene alimentato all’unità di Topping dal quale vengono separate diverse frazioni. La frazione più leggera, benzina topping, viene inviata all’unità Unifining e da questa tramite l’unità Splitter alle unità Isomerizzazione e Platforming. Lo scopo di tali unità è la produzione di benzina ad alto numero di ottano mediante operazioni di desolforazione, idrogenazione e ramificazione delle catene idrocarburiche.

Le frazioni di benzina (isomerata e platformata) provenienti dalle unità Isomerizzazione e Platforming vengono inviate ai serbatoi di stoccaggio.

Dalle unità Unifining e Platforming vengono anche separate correnti costituite da miscele di butano e propano (GPL); queste vengono inviate tal quali o dopo separazione nei componenti principali (unità Splitter C3/C4) ai serbatoi di stoccaggio ricoperti di terra.

I gas incondensabili provenienti dalle unità Unifining, Isomerizzazione e Platforming vengono inviati alla rete fuel gas di Raffineria. La corrente di gas incondensabili (ad elevato contenuto di idrogeno) proveniente dall’unità Platforming alimenta, insieme al fuel gas proveniente dalla rete, le unità Steam Reforming ove si produce l’idrogeno necessario al funzionamento delle unità di desolforazione e idrogenazione.

Le frazioni intermedie provenienti dall’unità Topping (petrolio, gasolio leggero e pesante) vengono inviate alle unità di Desolforazione Catalitica Gasolio (HDS1, HDS2, HDS3) dalle quali viene prodotto il gasolio a basso contenuto di zolfo che viene inviato ai serbatoi di stoccaggio.

Dalle unità di Desolforazione Catalitica Gasolio vengono separate correnti di idrocarburi liquidi leggeri (benzina e petrolio) che sono inviate all’unità Unifining per la lavorazione, e correnti di gas incondensabili che sono inviate alla rete fuel gas o all’unità Compressione gas. L’unità Compressione Gas ha lo scopo di recuperare dalle correnti gassose a bassa pressione provenienti dalle unità ove sono lavorate le frazioni liquide idrocarburiche più pesanti, le frazioni che possono essere liquefatte per compressione (vapori di benzina, butano e propano) che sono quindi recuperate ed inviate a lavorazione nell’unità Unifining.

La frazione più pesante separata nell’unità di Topping, residuo atmosferico, viene inviata all’unità Vacuum 3 e da questa all’unità Visbreaking/Thermal Cracking dalle quali tramite rottura delle catene idrocarburiche costituenti i prodotti pesanti si cerca la massima produzione di prodotti più leggeri (benzine, petrolio, gasolio) che insieme ai gas incondensabili vengono inviati alle rispettive unità di trattamento.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

La frazione più pesante (residuo) separata nell'unità Visbreaking/Thermal Cracking alimenta l'unità IGCC o l'unità Vacuum 1 il quale opera la separazione di prodotti quali gasolio leggero e gasolio pesante che vengono inviati a rilavorazione, da prodotti più pesanti che possono costituire la carica all'unità IGCC o, miscelati con il residuo proveniente dall'unità Visbreaking/Thermal Cracking, costituire il bitume che viene inviato ai serbatoi di stoccaggio.

L'unità IGCC alimentata da prodotti pesanti ad elevato contenuto di zolfo produce energia elettrica, zolfo e vapore a diversi livelli termici che viene inviato alle rispettive reti vapore e da queste alle utenze della Raffineria.

L'installazione di un impianto IGCC viene indicata dalle Linee Guida sulle MTD del settore raffinazione come una MTD per il miglioramento dell'efficienza energetica di una raffineria. Completa le unità di processo della Raffineria il circuito di recupero zolfo costituito dal Sistema MDEA (MDEA: Metil Di Etanol Ammina), che a fronte della MDEA ricca in H_2S provenienti dai circuiti di assorbimento presenti in varie unità di processo, restituisce MDEA povera che viene di nuovo inviata in circuito chiuso alle stesse unità di processo per continuare operare l'assorbimento dell' H_2S . Lo H_2S che viene liberato nell'unità Sistema MDEA viene inviato all'unità SRU/HCR/Post Combustore dal quale viene prodotto lo zolfo. Un sistema di recupero zolfo analogo a quello che serve le unità di Raffineria. Le unità principali del ciclo di lavorazione sono:

- Fase 1 : Topping (Unità 1000 di distillazione atmosferica)
- Fase 2 : Vacuum 1 (Unità 1900)
- Fase 3 : Vacuum 3 (Unità 1400 di distillazione sottovuoto)
- Fase 4: Idrogeno 1, Idrogeno 2 (Steam reforming) (Unità 3600- 3650)
- Fase 5: Splitter Benzine (unità 2100); Platforming (unità 2600); Splitter C3/C4 (unità 2700)
- Fase 6: Unifining (unità 2500) e Compressione Gas (unità 3500)
- Fase 7: Isomerizzazione benzine (unità 2200/2800/3400)
- Fase 8: Desolforazioni HDS1 (unità 3100), HDS3 (unità 3300)
- Fase 9: Visbreaking (unità 1800)
- Fase 10: Thermal Cracking e HPTC (unità 1850)
- Fase 11: Trattamento acque (unità 4600)
- Fase 12: Sistema di torcia (unità 5700); Sour Water Stripper (unità 4500); Rigenerazione ammina (unità 3700); Recupero zolfo/HCR e post-combustore (unità 3750-3800-3850)
- Fase 13: Stoccaggio materie prime e prodotti (unità 4000-4200- 4400), (unità 7100), (unità 4300)
- Fase 14: Sistema Acqua di raffreddamento (unità 5200-5250)
- Fase 15: Sistema Hot Oil (unità 6100)
- Fase 16: Reti di distribuzione utilities
- Fase 17: Attività di supporto
- Fase 18: Trattamento e recupero rifiuti liquidi da attività di bonifica delle acque di falda (unità 4900)

81



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

5.1 Quadro autorizzativo attuale

L' autorizzazione integrata ambientale sostituisce ad ogni effetto (ai sensi di quanto previsto dall'art. 5, comma 14 del D.Lgs. n° 59/05), ogni altro visto, nulla osta, parere o autorizzazione in materia ambientale previsti dalle vigenti disposizioni di legge, fatte salve le disposizioni di cui al D.Lgs. n° 334/99 e le autorizzazioni ambientali previste dalla normativa di recepimento della Direttiva 2003/87/CE. In particolare, l'autorizzazione integrata ambientale sostituisce le autorizzazioni elencate nell'Allegato II al D.Lgs. n°59/05. Per l'impianto in esame, le autorizzazioni possedute, così come dichiarate dal Gestore nella scheda A.6 sono:



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Estremi atto amministrativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
Concessione per la lavorazione e il deposito di oli minerali					
Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente N°18/03	Giunta Regione Marche Dipartimento Territorio e Ambiente	30.06.2003	31.01.2020	Artt.4 e 9 del R.D.L. n°1741 del 2.11.1933 convertito in legge 8.2.1934 n°367 e successive modifiche e integrazioni	RINNOVO DELLA CONCESSIONE PER LA LAVORAZIONE E IL DEPOSITO DI OLI MINERALI DELLA RAFFINERIA DI FALCONARA M.MA DELLA SOCIETÀ API RAFFINERIA DI ANCONA SPA
Valutazione di impatto ambientale / emissioni in atmosfera					
Giudizio di compatibilità ambientale DEC/VIA/1877	Ministero dell'Ambiente Servizio Valutazione Impatto Ambientale Informazioni ai cittadini e per la relazione sullo stato dell'ambiente	15.04.94	---	L.8/07/86 n.349 DPCM 10/08/88 n.377	IMPIANTO IGCC: PROGETTO DI GASSIFICAZIONE DI IDROCARBURI PESANTI E PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN COGENERAZIONE NELLA RAFFINERIA API DI FALCONARA M.MA
Ministeriale 7691/94/SIAR del 6.05.94	Ministero dell'Ambiente Servizio Inquinamento Atmosferico e Acustico	06.05.94	---	DPR 203/88 art.17	IMPIANTO IGCC: VALUTAZIONE DEL PROGETTO DELLA CENTRALE TERMoelettrica API DI FALCONARA (AN) NELL'AMBITO DEL RISANAMENTO AMBIENTALE DELLA RAFFINERIA.
Lettera Prot.n° 671364	Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato – D.G.F.E.I.B. Divisione 9ª	28/07/94	---	R.D.L. 2/11/33 n°1741, R.D. 20.07.34, n°1303	AUTORIZZAZIONE ALLA REALIZZAZIONE DELL'INTERO PROGRAMMA DI INTERVENTI DENOMINATO “SICUREZZA, ENERGIA ED AMBIENTE”, INCLUDENTE LA REALIZZAZIONE DELL'IGCC, IL POTENZIAMENTO DI ALCUNI IMPIANTI DI RAFFINERIA ED ALTRE MODIFICHE
Lettera inviata da api raffineria di ancona	Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato	30/11/98	---	D.P.R. 203/88 art.17	PROGETTO DI ADEGUAMENTO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA DELLO STABILIMENTO API DI FALCONARA M.MA

CA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Valutazione di impatto ambientale / rifiuti e bonifiche					
Determinazione Dirigenziale prot. DSA/2004/13232	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio – Direzione generale Salvaguardai ambientale	01/06/2004	---	Dir.97/11/CE all.III (criteri di esclusione dalla VIA)	VERIFICA DI ESCLUSIONE DALLA PROCEDURA DI VIA PER IL PRGETTO “AUTO-OIL”
Decreto n°15/351	Regione Marche Giunta regionale – Dirigente funzione Servizi alle imprese	27/09/04	---	DPR420/94 artt.5 e 6 D.Lgs.112/98 art.30 DGR n°929 del 9/05/2001	AUTORIZZAZIONE AD EFFETTUARE LE MODIFICHE ALL'IMPIANTO DI DESOLFORAZIONE GASOLI
Determinazione n°19: Giudizio di compatibilità ambientale positivo con prescrizioni. Autorizzazione paesaggistica.	Provincia di Ancona Dirigente VII Settore- Assetto del Territorio e Difesa del Suolo	16.01.2006	---	L.R.n.7/2004 art.9	SISTEMA DI RECUPERO DI RIFIUTI LIQUIDI PROVENIENTI DALLA FALDA ACQUIFERA
Autorizzazione n°8/2006 Approvazione progetto e autorizzazione all'esercizio	Provincia di Ancona IX Settore Tutela dell'Ambiente-Area Ecologia	25.01.2006	25.01.2011	D.Lgs.22/97 artt.27-28	IMPIANTO PER IL RECUPERO (R3-R5) DI RIFIUTI LIQUIDI PROVENIENTI DALLA FALDA ACQUIFERA UBICATO PRESSO LO STABILIMENTO API RAFFINERIA DI ANCONA SPA
D.D. n°746 del 25/07/2006	Provincia di Ancona IX Settore Tutela dell'Ambiente-Area Ecologia	25/07/2006	---	D.Lgs.152/06 art.208	IMPIANTO PER IL RECUPERO (R3-R5) DI RIFIUTI LIQUIDI PROVENIENTI DALLA FALDA ACQUIFERA NELL'IMPIANTO DI FALCONARA M.MA V.FLAMINIA 686 (TAF)
Richiesta di modifica all'Autorizzazione n°8/2006 e D.D. n°746 del 25/07/2006	Inviata da api raffineria a Provincia di Ancona Settore IX- Area Ecologia	12.06.2006 (data lettera)	---		IMPIANTO PER IL RECUPERO (R3-R5) DI RIFIUTI LIQUIDI PROVENIENTI DALLA FALDA ACQUIFERA NELL'IMPIANTO DI FALCONARA M.MA V.FLAMINIA 686 (TAF) RICHIESTA INCREMENTO QUANTITATIVO MASSIMO RECUPERABILE DA 400 A 440 MC/ORA E ALTRE MODIFICHE



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Scarichi idrici					
Autorizzazione n. 05/04	Provincia di Ancona – IX Settore	13/01/2004	13/01/08	D.Lgs. 152/06	AUTORIZZAZIONE ALLO SCARICO DELL'IMPIANTO TRATTAMENTO EFFLUENTI SU CORPO IDRICO SUPERFICIALE PER ACQUE REFLUE INDUSTRIALI
Autorizzazione n. 02/04/A	Consorzio Gorgovivo	18/12/2002	---	D.Lgs. 152/06	AUTORIZZAZIONE ALL'ALLACCIO IN PUBBLICA FOGNATURA
Autorizzazione n. 22/06 (in scadenza)	Provincia di Ancona – IX Settore	25/01/2006	23/07/2006	D.Lgs. 152/99	SCARICO DELL'IMPIANTO DI DEMINERALIZZAZIONE SU CORPO IDRICO SUPERFICIALE PER ACQUE REFLUE INDUSTRIALI
Istanza di rinnovo dell'autorizzazione allo scarico dall'impianto di Demineralizzazione	Inviata da api raffineria a Provincia di Ancona -IX Settore - Servizio Tutela dell'Ambiente	05/05/2006	---	D.Lgs.152/06	SCARICO DELL'IMPIANTO DI DEMINERALIZZAZIONE SU CORPO IDRICO SUPERFICIALE PER ACQUE REFLUE INDUSTRIALI, A VALLE DELL'ENTRATA IN VIGORE DEL D.LGS.152/06 E IN PARTICOLARE DELL'ART 243

In aggiunta a quanto sopra, per gli scarichi idrici risultano in essere le seguenti autorizzazioni:

- scarico effluenti: aut. n.35/2007 – determina dir. n.517 del 31/5/2007
- DEMI: n.117/2006 - determina dir. n.914 del 3/10/2006



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Prelievi idrici					
Determinazione del Dirigente n° 642 del 26.09.05	Provincia di Ancona – IX Settore	26.09.2005	26.09.2020	RD 1775/33, DLgs 275/93, L.36/1994, LR11/98, DLgs 152/06	CONCESSIONE PLURIENNALE DI ACQUA PUBBLICA AD USO AI SENSI DELLA MESSA IN SICUREZZA IN EMERGENZA DM 471/99 DAL SUBALVEO DEL FIUME ESINO TRAMITE 3 POZZI UBICATI IN COMUNE DI FALCONARA M.MA – RWB-10-11
Concessione trentennale n. 2453	Regione Marche	12.06.1985	12/06/2015	RD 1775/33, DLgs 275/93, L.36/1994, LR 11/98, DLgs 152/06	CONCESSIONE PER LA DERIVAZIONE DI ACQUA DAL SUBALVEO DEL FIUME ESINO TRAMITE 9 POZZI, DENOMINATI A,B,C,1,3,4,7,22,23 IN TERRITORIO DEL COMUNE DI FALCONARA M.MA
Decreto n.1/4IP del 1.03.2004 e Decreto n. 91 del 1.3.2006	Regione Marche Risorse Idriche e Pianificazione Porti	01.03.2004	01.03.2007	RD 1775/33, DLgs 275/93, L.36/1994, LR 11/98, DLgs 152/06	CONCESSIONE PER LA DERIVAZIONE DI ACQUA DAL FIUME ESINO CON PRESA DAL CANALE DEL MOLINO IN TERRITORIO DEL COMUNE DI FALCONARA M.MA

NOTA: Le attività di gestione dei rifiuti nel sito Api sono effettuate da una Società terza, in accordo ad un contratto di Global Service tra la Società terza e Api raffineria. Tra le attività di gestione dei rifiuti condotte nel sito Api dalla società terza, alcune sono soggette ad autorizzazione (deposito preliminare, ricondizionamento preliminare, messa in riserva, trattamento chimico-fisico). Inoltre, per alcune mansioni con impianti mobili Api Raffineria ha appaltato le attività ad una seconda Società. Il quadro autorizzativi in relazione alla gestione dei rifiuti è riassunto nel seguente prospetto in cui sono citate le società Petroltecnica, Simam ed Api raffineria in relazione alle attività autorizzate di gestione dei rifiuti:

EA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Riferimento	Ente	Oggetto	Ditta	Riferimento contratto/ impianto	Note
DD n. 153 del 27/02/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.20/2006 - D.Lgs 22/97 - Autorizzazione all'esercizio dell'attività di Deposito preliminare (D15), ricondizionamento preliminare (D14) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi presso la Raffineria API di Falconara M.ma (AN)	Petrotecnica	Servizio D	Già inclusa nella Domanda AIA - Allegato A.21
DD n. 235 del 12/03/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.19/2007 del 08/3/2007 - D.Lgs 3 aprile 2006 art. 210 - attività di Deposito preliminare (D15), ricondizionamento preliminare (D14) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi presso la Raffineria API di Falconara M.ma (AN) - <u>Rinnovo</u> dell'autorizzazione regionale Decreto n. 129/AMB/SR del 29/4/2002 e successive modifiche e integrazioni rilasciate dalla Provincia di Ancona con autorizzazione n. 20/2006 del 08/4/2004 e con D.D. n. 153 del 27/2/2006	Petrotecnica	Servizio D	v. Allegato 5
DD n. 154 del 27/02/2008	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.21/2006 - D.Lgs 22/97 art. 28 - Autorizzazione all'esercizio dell'attività di trattamento chimico-fisico (D9), mediante inerizzazione, di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi provenienti dall'impianto della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685	Petrotecnica	Servizio B	Già inclusa nella Domanda AIA - Allegato A.21
DD n. 236 del 12/03/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.20/2007 - D.Lgs 3 aprile 2006 - art. 210 - attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685 - <u>Rinnovo</u> dell'autorizzazione regionale Decreto n.130/AMB/SR del 29/04/2002 e successiva modifica provinciale D.D. n. 154 del 27/02/2007	Petrotecnica	Servizio B	v. Allegato 5
DD n. 579 del 14/06/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.59/2007 - D.Lgs. 152/2006 - art. 210 - attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN) - <u>Rettifica</u> della Determinazione del Dirigente n. 236 del 12/03/2007	Petrotecnica	Servizio B	v. Allegato 5
DD n. 155 del 27/02/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.22/2006 - D.Lgs 22/97 art. 28 - Autorizzazione all'esercizio dell'attività di Deposito preliminare (D15) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685	Petrotecnica	servizio F	Già inclusa nella Domanda AIA - Allegato A.21
DD n. 838 del 07/09/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.84/2006 del 19/2/2006 - D.Lgs 152/2006 - art. 210 - Attività di Deposito preliminare (D15) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma - Modifica della Determinazione del Dirigente del IX Settore n.155 del 27/2/2006	Petrotecnica	servizio F	v. Allegato 5
DD n. 237 del 12/03/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.21/2007 del 8/3/2007 - D.Lgs 3 aprile 2006 - art. 210 - Attività di Deposito preliminare (D15) e messa in riserva (R13) di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685 - <u>Rinnovo</u> dell'autorizzazione regionale Decreto n. 131/AMB/SR del 29/04/2002 e successive modifiche e integrazioni provinciali D.D. n.155 del 27/2/2006 e D.D. n.838 del 07/9/2006	Petrotecnica	servizio F	v. Allegato 5
DD n. 156 del 27/02/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.23/2006 - D.Lgs 22/97 art. 28 - Autorizzazione all'esercizio dell'attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685	Petrotecnica	servizio A	Già inclusa nella Domanda AIA - Allegato A.21
DD n. 622 del 28/06/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.54/2006 - D.Lgs 152/2006 - art. 210 - attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685 - <u>Rinnovo</u> dell'autorizzazione regionale Decreto n. 132/AMB/SR del 29/04/2002 e successive modifiche e integrazioni provinciali D.D. n. 156 del 27/02/2006 e D.D. n. 622 del 28/6/2006	Petrotecnica	servizio A	v. Allegato 5
DD n. 235 del 12/03/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n.22/2007 - D.Lgs 3 aprile 2006 - art. 210 - attività di trattamento chimico-fisico (D9) di rifiuti speciali non pericolosi all'interno della Raffineria API di Falconara M.ma (AN), Via Flaminia 685 - <u>Rinnovo</u> dell'autorizzazione regionale Decreto n. 132/AMB/SR del 29/04/2002 e successive modifiche e integrazioni provinciali D.D. n. 156 del 27/02/2006 e D.D. n. 622 del 28/6/2006	Petrotecnica	servizio A	v. Allegato 5
Aut. N.8/2006 del 25/01/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Approvazione progetto e autorizzazione all'esercizio di un impianto per il recupero (R3-R5) di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera ubicata presso lo stabilimento API Raffineria di Ancona SpA, Via Flaminia, 685 - Falconara Marittima	api Raffineria di Ancona SpA	TAF	v. Allegato 6a
DD n. 746 del 25/07/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 76/2006 del 25/7/2006 D.Lgs. 152/2006 - art. 210 - impianto per il recupero (R3-R5) di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera. Modifica dell'autorizzazione n.8/2006 del 25/01/2006 e s.m.i.	api Raffineria di Ancona SpA	TAF	v. Allegato 6a
DD n.323 del 05/04/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 36/2007 del 5/4/2007 D.Lgs. 152/2006 - art. 210 - impianto per il recupero (R3-R5) di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera ubicata all'interno della raffineria. Modifica dell'autorizzazione n.8/2006 del 25/01/2006 e s.m.i.	api Raffineria di Ancona SpA	TAF	v. Allegato 6a
DD n. 423 del 10/05/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 44/2007 del 8/5/2007 D.Lgs. 152/2006 - art. 210 - impianto per il recupero (R3-R5) di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera. Modifica dell'autorizzazione n.8/2006 del 25/01/2006 e s.m.i. DD 482 del 19/6/2006 e DD 323 del 5/4/2007	api Raffineria di Ancona SpA	TAF	v. Allegato 6a
DD n. 136 del 21/02/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 18/2006 - D.Lgs. 22/97 art. 28 comma 7 - Autorizzazione alla realizzazione e all'utilizzo di n. 3 impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque reflue industriali e acque di falda contaminate da inquinanti e revoca della DD n. 117 del 17/02/2006 all'autorizzazione D.D. 136 del 21/02/2006	SIMAM SRL	impianti mobili pretattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

DD n. 334 del 11/04/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 40/2006 - D.Lgs. 22/97 art. 28 comma 7 - Autorizzazione alla realizzazione e all'utilizzo di n. 3 impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque reflue industriali e acque di falda contaminate da inquinanti -Integrazione all'autorizzazione D.D. 136 del 21/02/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)
DD n. 695 del 28/09/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 85/2006 del 14/09/2006 - D.Lgs. 152/06 art. 210 - realizzazione e utilizzo di n. 6 impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque reflue industriali e acque di falda contaminate da inquinanti -Integrazione alla D.D. del IX Settore n.136 del 21/02/2006 e successiva integrazione n. 334 del 11/4/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)
DD n. 956 del 12/10/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 93/2006 del 12/10/2006 - D.Lgs. 3/4/2006 n.152 art. 208, c.15 - impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque di falda inquinate -Campagna di attività	SIMAM SRL	Impianti mobili pretattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)
DD n. 1109 del 21/11/2006	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 104/2006 del 20/11/2006 - D.Lgs. 152/2006 - art. 210 - impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque di falda inquinate. Campagna di attività - Modifica della D.D. del IX Settore n.956 del 12/10/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)
DD n. 584 del 21/06/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 62/2007 del 19/6/2007 - D.Lgs. 3 aprile 2006 - art. 210 - Impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque di falda inquinate. Campagna di attività - Proroga dell'autorizzazione concessa con DD n. 956 del 12/10/2006 e successiva modifica DD n. 1109 del 21/11/2006 D.D. del IX Settore n.956 del 12/10/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretattamento acque pozzi barriera idraulica	(*)
DD n. 1168 del 20/12/2007	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 119/2007 del 20/12/2007 - D.Lgs. 3 aprile 2006 - art. 210 - Impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque di falda inquinate. Campagna di attività - Proroga dell'autorizzazione concessa con DD n. 956 del 12/10/2006 e successiva modifica DD n. 1109 del 21/11/2006 D.D. del IX Settore n.956 del 12/10/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretattamento acque pozzi barriera idraulica	v. Allegato 6b
DD n. 272 del 02/04/2008	Provincia di Ancona - IX Settore	Autorizzazione n. 23/2008 del 01/04/2008 - D.Lgs. 3 aprile 2006 - art. 210 - Impianti mobili per il trattamento (D9) di rifiuti liquidi costituiti da acque di falda inquinate. Campagna di attività - Proroga dell'autorizzazione concessa con DD n. 956 del 12/10/2006 e successiva modifica DD n. 1109 del 21/11/2006 D.D. del IX Settore n.956 del 12/10/2006	SIMAM SRL	Impianti mobili pretattamento acque pozzi barriera idraulica	v. Allegato 6b

In data 14/05/2008 è stata presentata richiesta di modifica della autorizzazione allo scarico dell'impianto denominato “demi”, nel caso di convogliamento al pozzetto fiscale della stessa unità dell'esubero di acqua osmotizzata. Successivamente, in data 4/06/2008, la Provincia ha autorizzato la suddetta richiesta, limitatamente alle condizioni di fermata dell'Impianto IGCC, prevista per il periodo 8-22 giugno 2008.

Api raffineria ha inoltrato ricorso al Tribunale TAR Marche in relazione all'autorizzazione summenzionata, che ancora non si è espresso nel merito, per le seguenti motivazioni:

- che uno scarico reflui industriali, nella fattispecie lo scarico reflui industriali dell'Impianto di Demineralizzazione, sia assoggettato alla normativa di settore ed in particolare al D.Lgs. 152/06, Parte Terza, Titolo III (e quindi ai limiti applicabili alle acque reflue inviate a corpi idrici superficiali e non ai limiti applicabili alle acque sotterranee);
- che venga eliminato il limite relativo al parametro MTBE di 10 µg/l sia dai reflui dello scarico di Demineralizzazione che dalle acque destinate alla reimmissione in falda, in quanto tale parametro non è previsto né nella Parte Terza né nella Parte Quarta del D.Lgs. 152/06.

In data 28/03/2007 Api raffineria di Ancona ha inoltrato richiesta alla Provincia di Ancona di riesame delle autorizzazioni rilasciate per lo scarico dell'impianto “demi” e per l'esercizio dell'impianto TAF.

La Provincia di Ancona, IX Settore, ha emesso due provvedimenti di diffida a carico della ditta Api, relativamente alle caratteristiche del refluo in uscita dallo scarico reflui industriali “demi”.

Uno dei due provvedimenti è stato sospeso, a seguito di chiarimenti forniti da Api in merito all'avvio di un piano di sperimentazione sull'Impianto TAF.

Per quanto riguarda il secondo provvedimento, si cita la lettera della Provincia di Ancona, del 10/04/2008, in cui si prende atto dei miglioramenti della qualità delle acque di scarico con riferimento specifico al parametro MTBE. La tabella seguente riassume i documenti che attestano quanto riportato.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Mittente	Prot. mittente	Oggetto	Destinatario	Prot. destinatario	note
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 74514 del 28.08.2006	Diffida - aut. N8/ 2006 (impianto TAF)	api raffineria	prot. 2427/2006 del 31.08.2006	la provincia IX settore diffida la società api dal ottemperare alla prescrizione allo scarico demi dei fusti in acque sotterranee
api raffineria	Prot. 2632/06 del 20.09.2006	nota api - inizio sperimentazione tramite l'adozione di trattamenti inseriti sulle singole teste dei pozzi di emungimento	Provincia di Ancona - IX Settore	-	nota api di inizio sperimentazione, tramite l'adozione di pretrattamenti inseriti sulle singole teste dei pozzi di emungimento
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 81853 del 28.09.2006	sospensione diffida (prot. prov. IX settore n. 74514 del 28.08.2006)	api raffineria	prot. 2752/2006 del 02.10.2006	
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 94948 del 09.11.2006	Richiesta invio analisi Scarico DEMI	api raffineria	prot.3108/2006 del 13.11.2006	richiesta invio analisi scarico DEMI
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 87714 del 16.10.2007	DD 957 del 15.10.2007 - diffida a rimuovere la situazione di illegittimità scarico DEMI	api raffineria	prot. 2695/2007 del 17.10.2007	diffida a rimuovere la situazione di illegittimità scarico DEMI
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 31845 del 10.04.2008	Autorizzazione allo scarico di acque reflue industriali provenienti dal trattamento delle acque di falda. Stato avanzamento lavori delle attività di sperimentazione.	api raffineria	prot. n. 703/08 del 14.04.2008	Nota da parte della Provincia sul miglioramento della qualità delle acque in uscita dal TAF per il parametro MTBE a seguito dell'attività di sperimentazione

Infine, la classificazione acustica del territorio comunale ha incluso una parte del sito di Api in zona VI, ossia in zona esclusivamente industriale, e la restante parte, in zona V, ossia in zona prevalentemente industriale.

5.2 Altri aspetti informativi

Il sito Api raffineria è dotato di un sistema di barrieramento idraulico delle acque di falda, costituito da 26 pozzi di emungimento e da una barriera di reimmissione in falda (78 pozzetti). Le acque emunte dalla barriera idraulica sono considerate rifiuto, per cui è stato necessario dotarsi di un impianto di recupero dedicato, denominato “Impianto Trattamento Acque di Falda” (TAF). Tale impianto, secondo quanto previsto dalla normativa vigente, è stato assoggettato all’iter di Valutazione di Impatto Ambientale Provinciale. In concomitanza alla richiesta di avvio del procedimento VIA, sono state richieste le autorizzazioni per l’impianto di recupero rifiuti (attività R3-R5) e la richiesta di autorizzazione per lo scarico reflui industriali del medesimo impianto. Durante l’iter di VIA gli enti competenti hanno richiesto alcune integrazioni al progetto descritto nello Studio di Impatto Ambientale, che sono state discusse nelle diverse Conferenze dei Servizi che hanno avuto luogo, di cui quella finale si è tenuta nella giornata del 20.12.2005. I documenti associati a quanto sopra descritto sono menzionati nella tabella sottostante:

EA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Mittente	Prot. mittente	Oggetto	Destinatario	Prot. destinatario
api raffineria	prot. 1358/05 del 13.04.05	richiesta di autorizzazione allo scarico reflui (D.Lgs. 152/99) del TAF - a Provincia	Provincia di Ancona - IX Settore	-
api raffineria	prot. 1359/05 del 13.04.05	richiesta di Approvazione progetto ed autorizzazione all'esercizio (art.27-28 D.Lgs. 22/97) di impianto recupero rifiuti "Trattamento acque di falda" (TAF)	Provincia di Ancona - IX Settore	-
api raffineria	prot. 1698/05 del 13.05.05	richiesta di avvio Procedura VIA per imp. di Recupero rifiuti "Trattamento acque di falda" (TAF) - a Provincia	Provincia di Ancona - VII Settore	-
api raffineria	prot. 2743/05 del 26.08.05	Integrazioni al progetto (Procedura VIA) a seguito di richiesta della Provincia ns. prot. 2571/05 del 03.08.05 (prot. 67834 del 03.08.05) e prot. 2299/05 del 05.07.05 (prot. 56635 del 04.07.05) - a Provincia	Provincia di Ancona - VII Settore	-
api raffineria	prot. 3391/05 del 02.11.05	Integrazioni al progetto (Procedura VIA) a seguito di richieste scaturite in sede di CdS del 17.10.05 (ns. prot. 3315/05 del 24.10.2005 - prot. provincia VII settore n. 85458 del 24.10.2005)	Provincia di Ancona - VII Settore	-

Il progetto iniziale prevedeva in uscita dall'Impianto TAF due flussi: uno inviato al riutilizzo all'interno del sito ed uno inviato alla reimmissione in falda (Barriera di reimmissione). Per quest'ultimo flusso, durante l'iter del VIA, è stato richiesto dagli enti di controllo che tali acque abbiano caratteristiche conformi all'allora D.M. 471/99, attuale D.Lgs 152/06 Titolo V, Allegato 5, Tabella 2 (relativo alle acque sotterranee) e al D.Lgs. 31/2001 (relativo alle acque per il consumo umano), nonché una concentrazione non superiore ai 10 µg/l per il parametro MTBE (parere ISS espresso con nota Istsan n°57058/I.A. del 06/02/2001 – limiti accettabili nel suolo e nelle acque sotterranee di inquinanti organici e inorganici non indicati nel DM 471/99).

L'iter dei diversi procedimenti sopra menzionati si è concluso con i seguenti provvedimenti:

Mittente	Prot. mittente	Oggetto	Destinatario	Prot. destinatario	note
Provincia di Ancona - VII Settore	-	Esito di chiusura procedimento VIA per impianto recupero rifiuti TAF - esito positivo con prescrizioni	api raffineria	prot. 939/06 del 16.03.06	
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n. 7286 del 26.01.2006	Aut. n.8/2006 del 25.01.2006 - Provincia IX settore; Approvazione progetto e autorizzazione all'esercizio di un impianto per il recupero (R3-R5) di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera ubicata presso lo stabilimento API Raffineria di Ancona S	api raffineria	prot. 255/2006 del 26.01.2006	modifiche successive - DD 323 del 5.4.07 - DD 423 del 8.5.07 - DD 746 del 25.7.08

L'iter di VIA si è concluso positivamente con prescrizioni. Una di queste prescrizioni modifica il progetto iniziale proposto, prevedendo che l'intero flusso in uscita dal TAF venga inviato al riutilizzo interno, previo trattamento nell'unità di Osmosi inversa e nell'unità di demineralizzazione (DEMI). Tali unità sono dotate di un unico scarico reflui industriali, regolarmente autorizzato e di cui si riporta il riferimento dell'atto autorizzativo in vigore

Mittente	Prot. mittente	Oggetto	Destinatario	Prot. destinatario
Provincia di Ancona - IX Settore	prot. n.83838 del 04.10.2007	DD 914 del 03.10.2006 - autorizzazione allo scarico di acque reflue industriali Scarico DEMI	api raffineria	prot. 2792/06 del 05.10.2006



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Il suddetto atto prescrive, in merito alle caratteristiche dei reflui scaricati, che abbiano caratteristiche conformi al D.Lgs 152/06, Parte Quarta, Titolo V - Allegato 5 Tabella 2 (relativo alle acque sotterranee), nonché una concentrazione non superiore ai 10 µg/l per il parametro MTBE. Si ricorda, come già sopra menzionato che Api raffineria ha inoltrato ricorso al Tar Marche contro le prescrizioni contenute nell'atto autorizzativo.

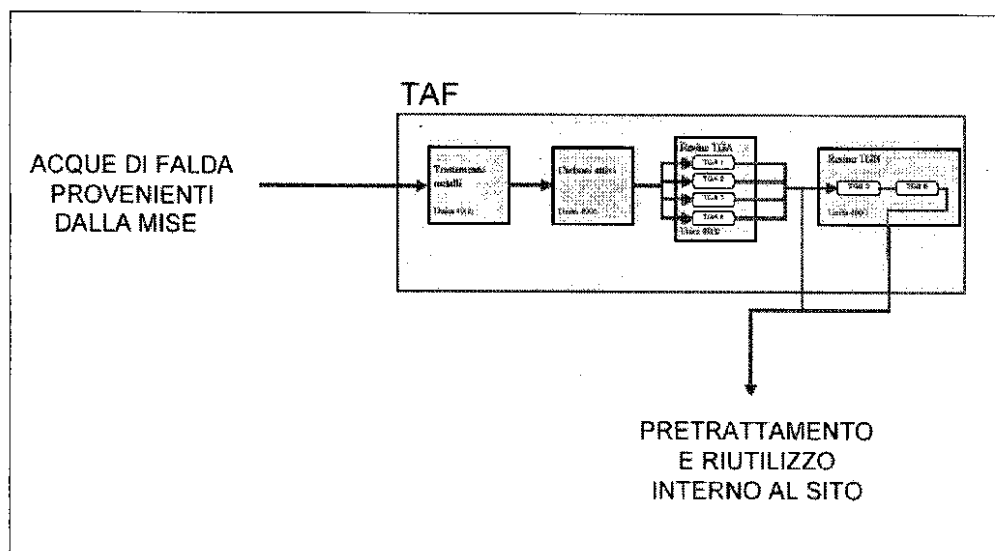


Fig. 1 Schema impianto TAF

7



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

6 Assetto produttivo futuro

6.1 Impianto da autorizzare e proposte di modifica

L'assetto impiantistico oggetto del procedimento istruttorio ai sensi del D.lgs 59/2005 è quello descritto e corrispondente all'impianto così come esistente. Il Gestore ha altresì presentato un elenco di interventi di miglioramento che in parte sono, ad oggi, già stati realizzati:

- a. Completamento del progetto Autoil (realizzato; la configurazione impiantistica descritta è comprensiva delle realizzazioni eseguite nell'ambito del progetto Autoil).
 - b. Completamento del progetto del sistema di raccolta e trattamento acque piovane bianche da zone esterne alle aree produttive. Il progetto, iniziato nel 2003, prevede di raggiungere l'80% di avanzamento (4 vasche di raccolta su 5) per il luglio 2008. Ad oggi la quinta vasca di raccolta (20% mancante) non è ancora stata realizzata in quanto non è completamente definito l'iter autorizzativo da seguirsi per le eventuali attività di bonifica..
 - c. Copertura di tre serbatoi di stoccaggio delle acque reflue in ingresso all'impianto di trattamento effluenti (Ad oggi, il TK1 è stato coperto, il TK8 coperto ed il TK2 sarà utilizzato come equalizzatore).
 - d. Modifica all'attuale assetto dell'impianto di trattamento acque di falda (TAF) (Si fa presente che il progetto, iniziato nel 2006, non è totalmente completato, in attesa di risposta alla Richiesta di Autorizzazione inoltrata alla Provincia il 28/3/2007 relativa allo scarico di emergenza).
- a. Il progetto Autoil prevedeva l'esecuzione di:
- 1) messa fuori esercizio dell'impianto HDS2 e del relativo forno e quindi la disattivazione del camino E8.
 - 2) inserimento di un forno alimentato a gas all'interno dell'impianto HDS3.
 - 3) incremento del consumo di combustibile la forno dell'impianto Idrogeno 2.
- Inoltre, in parallelo alla realizzazione del progetto Autoil, nel 2006 è stato realizzato l'adeguamento della colonna di lavaggio gas di raffineria in area unifinig. In tale colonna il fuel gas proveniente dall'Unifining viene lavato con una soluzione di MDEA per eliminarne l'idrogeno solforato prima dell'invio alla rete di distribuzione del fuel gas. Questo intervento permette di ottenere una sensibile riduzione delle emissioni di Ossidi di zolfo. Anche per quanto riguarda gli altri macro inquinanti, in particolare per gli Ossidi di Azoto, è attesa una lieve riduzione, grazie all'installazione di bruciatori Low-NOx nei forni degli impianti HDS1 e HDS3.
- b. La Raffineria è dotata di due reti fognarie, una oleosa ed una bianca, che raccolgono rispettivamente le acque inquinate da depurare prima dello scarico e quelle non inquinate da inviare direttamente al recapito finale. Mentre le fogne oleose convogliano l'acqua all'impianto di trattamento effluenti, inclusa quella piovana incidente sulle aree di produzione potenzialmente inquinate, le fogne bianche scaricano le acque meteoriche e di lavaggio, incidenti su strade e piazzali ad esse

CA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

collegate, ai fossi: Scolatore; Caserme ; Rigatta; e Castellaraccia. In via cautelativa, al fine di ottemperare alle prescrizioni normative, sono state pertanto individuate le aree collegate a fogna bianca ove si ritiene reale il rischio di deposizione di sostanze pericolose e di conseguenza opportuno bloccare i relativi scarichi ai fossi; devono quindi essere previsti opportuni sistemi di raccolta, accumulo e trattamento delle acque di prima pioggia e/o di lavaggio prima dello scarico finale. La superficie di raccolta acque piovane bianche complessivamente interessata dal progetto è pari a 171.148 m². I recapiti finale e le rispettive aree di raccolta acque piovane, prima dell'avvio del progetto, erano le seguenti :

- Fosso Scolatore 58.312 m²
- Fosso Caserme 42.107 m²
- Fosso Rigatta 7.728 m²
- Fosso Castellaraccia 63.001 m².

Il quantitativo di acque di prima pioggia assunto a base del progetto è stato valutato pari a 5 mm in quindici minuti ovvero, in termini di portata oraria, pari a 20 mm/ora. Gli eventuali inquinanti che potrebbero essere presenti nelle acque sono essenzialmente idrocarburi e solidi sospesi, in via subordinata composti organici disciolti: la rimozione di idrocarburi e solidi sospesi richiede un trattamento di disoleazione e decantazione più o meno spinto, la rimozione dei composti organici solubili richiede invece un trattamento di tipo secondario o terziario (ossidazione biologica o chimica, filtrazione su carboni attivi etc.).

L'invio all'esistente impianto di trattamento effluenti delle acque di prima pioggia insistenti sulla fogna bianca deve avvenire a portata controllata, utilizzando quali polmone o gli attuali stoccaggi di testa dell'impianto (serbatoio TK-8 ed eventualmente TK-1) ovvero altri accumuli dedicati a tali acque.

- c. L'Api ha intrapreso un'azione di riduzione delle emissioni atmosferiche ed in particolare dei VOC (Volatile Organic Compounds) dalle varie sorgenti emmissive di raffineria la maggior parte delle quali sono situate in prossimità dell'impianto di depurazione delle acque reflue.

Il progetto prevede la copertura, con un opportuno tetto flottante, dei seguenti tre serbatoi (ad oggi a cielo aperto):

- TK-1 Ex Stoccaggio acqua di zavorra ed ora adibito a serbatoio di carica flottatore in aggiunta al TK4602 (diametro 24.1 m, altezza 16.0 m, volume 7000 mc);
- TK-2 Equalizzazione carica flottatore (diametro 24.1 m, altezza 16.0 m, volume 7000 mc);
- TK-8 Stoccaggio acqua piovana oleosa (diametro 24.1 m, altezza 22.0 m, volume 10000 mc).

- d. La modifica dell'impianto in progetto prevede:

- inserimento di uno stadio ulteriore di trattamento finalizzato alla riduzione dell'MTBE (sostanza per la quale non esiste, nella normativa, un limite di scarico) a 50 µg/l, per la reimmissione in falda di una quota dell'acqua trattata; al posto di pari quantità di acqua “fresca” oggi utilizzata con questo scopo;
- invio della restante quota all'unità di Osmosi inversa e quindi al demineralizzatore dell'IGCC;

el



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- possibilità di prevedere uno scarico di emergenza dall'impianto, nel caso in cui, per completa fermata degli impianti di raffinazione, non sia possibile inviare la quota di acqua in uscita dal TAF ai successivi trattamenti e quindi agli impianti produttivi.

7 Sostenibilità tecnica economica adozione MTD

Il nuovo assetto produttivo, come descritto dal Gestore, evidenzia i seguenti aspetti tecnici e gestionali:

7.1 Prevenzione dell'inquinamento mediante le migliori tecniche disponibili

Il Gestore, attraverso una analisi del proprio ciclo produttivo mirata al confronto delle MTD applicate nella conduzione dei processi di raffinazione, mostra con sufficiente argomentazione (presentando anche bilanci di massa ed energia per le varie unità) di soddisfare i criteri IPPC la cui applicazione al settore raffinazione è riportata nelle Linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili – categoria IPPC 1.2 Raffinerie di petrolio (Decreto 29 gennaio 2007) e sugli altri documenti di riferimento citati al capitolo 5 della presente relazione. In particolare, risultano adottate le MTD per i seguenti aspetti/impianti³:

- Adozione di Sistema di Gestione Ambientale (ISO14001:96 e OHSAS18001:99);
- Miglioramento dell'efficienza energetica; l'indice di efficienza energetica è pari a 74 (Metodo Solomon: tiene conto della qualità prodotti finiti, del grado di conversione del grezzo in prodotti finiti pregiati, dell'efficienza di combustione nei forni degli impianti di raffinazione, dell'utilizzo dei combustibili);
- Gestione della Bolla (tecniche di tipo primario, per le tecniche di tipo secondario il Gestore non ritiene necessario implementarle, poiché il parametro ambientale su cui andrebbero ad agire rientra pienamente nei limiti indicati dalle Linee Guida – Raffineria);
- Piano di monitoraggio: la raffineria nella redazione del proprio piano di monitoraggio e controllo si è attenuta a quanto riportato nel documento “Linee guida in materia di sistemi di monitoraggio” – GU n.135 del 13 giugno 2006 (Decreto 31 maggio 2006);
- Gestione ottimale dell'acqua;
- Gestione ottimale dei rifiuti e prevenzione contaminazione dei suoli: nel sito Api raffineria la gestione dei rifiuti, è affidata a un ditta terza specializzata, autorizzata dalla Provincia di Ancona. Un contratto di Global Service regola le attività della ditta terza, indicando le diverse attività operative, inerenti la raccolta, deposito, trattamento di diverse tipologie di rifiuti; per approfondimenti si rimanda agli allegati 24A SGA P020. Per quanto concerne le attività di recupero R3 ed R5 in capo al

³ salvo diversamente specificato: per gli aspetti/impianti riportati senza commento si condivide dal punto di vista tecnico quanto dichiarato dal gestore in merito alla adozione di MTD e, in taluni casi, la non applicabilità al proprio caso specifico.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Gestore si rimanda per approfondimenti all'allegato 24B SGA P024 (gestione recupero rifiuti interni al sito R3 CER 16.03.05 e R5 CER 19.13.08);

- Gestione ottimale emissioni fuggitive; per quanto riguarda l'adozione di tecniche per il recupero dei vapori durante le operazioni di carico di prodotti leggeri, il Gestore riferisce che le uniche installazioni ove si originano vapori (emissioni) durante le operazioni di carico di prodotti leggeri sono il pontile e l'isola qualora il prodotto debba essere trasferito dalla raffineria alle navi. Quindi evidenza che la direttiva 94/63/EC Stage 1 (sul controllo delle emissioni di COV derivanti dal deposito della benzina e dalla sua distribuzione dai terminali alle stazioni di servizio) considera applicabile la tecnica di recupero di vapori solo per le movimentazioni di prodotto che avvengono verso navi in acque interne (fluviali o lacustri). In virtù di questo ritiene non applicabile la MTD relativa all'impiego di impianti di recupero vapori di COV durante le operazioni di carico prodotti petroliferi leggeri (benzina, virgin nafta) sulle navi; nelle linee guida raffinerie italiane, sul BRef europeo di settore, vengono riportate le MTD relative ai sistemi recupero vapori di COV; inoltre a seguito di richiesta di integrazione sulla quantificazione delle emissioni diffuse di COV dovute a caricamento su nave di prodotti leggeri, il Gestore ha stimato le seguenti quantità (calcolate con l'applicazione del modello EPA, AP 42): a fronte di una movimentazione di 206.395 m³ di benzina verso navi ripartita tra pontile ed isola, l'emissione in aria di COV è risultata essere di 37.443 kg (questi numeri sono presumibilmente su base annua, si veda al riguardo l'allegato 10 D);
- Riduzione delle emissioni in aria; mediante unità di recupero zolfo (SRU) l'efficienza totale di recupero zolfo calcolata come quantità di zolfo prodotto rispetto allo zolfo in ingresso all'unità viene dichiarata essere > 99,5; inoltre viene dichiarata la presenza di post combustori (TGTU) senza la specifica delle emissioni raggiungibili in termini di SO₂;
- Gestione e ottimizzazione globale della combustione; in relazione alle prestazioni riportate per forni e caldaie dalle linee guida raffineria come valori di concentrazioni di PM, CO, NO_x, SO_x il Gestore riferisce che con riferimento ai valori di emissioni riscontrati nel 2004, prendendo anche a riferimento per i forni a combustione mista l'effettivo periodo di funzionamento con combustibile gas e liquido, si evince che in alcuni casi i valori limite riportati nella MTD non sono soddisfatti. D'altra parte dal punto di vista del contributo emissivo complessivo lo stesso Gestore non ritiene necessario assicurare l'implementazione puntuale di tali valori per tutti i camini di raffineria, poiché il parametro ambientale su cui andrebbe ad agire rientrerebbe pienamente nei limiti indicati dalle Linee Guida – Raffinerie. Comunque, è da mettere in rilievo che nel BRef “Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries - Febbraio 2003”, alla Sezione 5.1, con il concetto di bolla non è stato identificato un range univoco di intervalli emissivi per i vari macroinquinanti associato alla applicazione di MTD;
- Trattamento del gas di raffineria con Ammine – Riduzione della concentrazione di H₂S nel gas di raffineria a 20 – 200 mg/Nm³: usare un processo rigenerativo. Il fuel gas in uscita dalle colonne di lavaggio con soluzione di ammina (unità 2500, 3100, 3200, 3300, 3850) ha valori inferiori a 1000 mg/Nm³. Solo la corrente di fuel gas proveniente dal recontacting drum, ultima sezione dell'unità 3500, non veniva lavata nel 2004 con ammina, alzando così il contenuto finale di zolfo nel fuel gas a valori



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

molto superiori al limite della MTD. In realtà con riferimento alla configurazione impiantistica esistente al 2006, anche la corrente di fuel gas proveniente dalla ultima sezione dell'unità 3500 è stata dotata di una colonna di assorbimento con ammina. Pertanto a partire dal 2006 il Gestore dichiara che a seguito di quest'ultimo intervento di rientrare nel range per H_2S (20-200 mg/Nm^3); per quanto riguarda il fuel gas in uscita dalle unità 2500, 3100, 3200, 3300, 3850, non risultano evidenze di adeguamento alle MTD per quanto riguarda il contenuto di H_2S ;

- Il Gestore passa in rassegna una lunga serie di tecniche sia di tipo primario che secondario per il contenimento delle emissioni in aria, ritenendole non applicabili al proprio caso specifico perché le proprie prestazioni globali già rientrerebbero nei limiti indicati nelle linee guida – raffinerie (riferendosi ovviamente alla Bolla);
- Riduzione degli scarichi in acqua per:
 H_2S , NH_3 , fenolo: raccolta e collettamento delle acque acide in un impianto di trattamento dedicato (SWS a singolo stadio);
Oli minerali, NMVOC mediante tre trattamenti, primario, secondario e terziario, in modo tale da minimizzare la quantità di oli minerali nell'effluente finale;
COD, BOD: mediante tre trattamenti, primario, secondario e terziario, in modo tale da ottimizzare oli minerali nell'effluente finale;
- Topping (Unità 1000);
- Vacuum 1 (unità 1900);
- Vacuum 3 (unità 1400);
- Idrogeno 1 (unità 3600);
- Idrogeno 2 (unità 3650);
- Platforming (Unità 2600) con processo di tipo semirigenerativo;
- Isomerizzazione benzine (Unità 2200/2800/3400);
- Visbreaking/Thermal cracking e HPTC (Unità 1800/1850);
- Trattamento acque (unità 4600/4700); il Gestore ha in corso di adozione un piano di realizzazione di coperture (a tetto galleggiante) dei serbatoi di stoccaggio delle acque reflue in alimentazione all'impianto di trattamento effluenti; il Gestore per quanto riguarda la valutazione della possibilità di coperture nei separatori olio/acqua (vasca CPI) e nelle unità di flottazione per ridurre le emissioni di VOC, ritiene che l'applicazione della presente MTD risulta essere non strettamente necessaria, poiché il parametro ambientale su cui andrebbe ad agire (VOC) è in linea con le migliori raffinerie europee; si ricorda che un altro Gestore di raffineria ha ritenuto di dover attuare la copertura della vasca CPI per ridurre le emissioni diffuse di VOC e benzene; tali vasche sono causa anche di molestie olfattive;
- Sistema torcia (Unità 5700); la raffineria è dotata di una torcia acida ed una idrocarburica. Tali torce sono utilizzate anche dall'impianto IGCC. La manutenzione della torcia idrocarburica presuppone la fermata di tutti gli impianti di raffineria e dell'impianto IGCC;
- Rigenerazione ammina e recupero zolfo/HCR e post-combustore;
- Stoccaggi, movimentazione materie prime e prodotti (unità 4300, 4000-4200-4400, 7100); è da mettere in rilievo che attualmente risulta applicata la MTD delle doppie guarnizioni sui serbatoi a tetto galleggiante su 88% dei serbatoi di categoria A (per contrastare emissioni di VOC);

81



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- Sistema acqua di raffreddamento (unità 5200/5250);
- Sistema “slops” di raffineria. La raffineria è dotata di un sistema slops composto essenzialmente da un insieme di collettori che raccoglie i vari colaggi e da serbatoi di stoccaggio.

7.2 Gestione corretta dei rifiuti

Il complesso industriale API di Falconara ha messo in atto nell’ambito del proprio sistema di gestione integrato dei rifiuti una specifica procedura, denominata SGA.020 “Gestione dei rifiuti” a cui si rimanda per approfondimenti (Allegato A24a delle integrazioni).

I principi di riduzione della produzione, recupero o eliminazione ad impatto ridotto dei rifiuti, possono essere considerati soddisfatti in relazione all’applicazione delle MTD relative alla gestione dei rifiuti ed al raggiungimento di prestazioni sulla produzione specifica dei rifiuti, in accordo con le Linee guida sulle Migliori Tecniche Disponibili per il settore della raffinazione.

Riferendosi a dati tipici riportati dalle Linee guida per la raffinazione si stima che la produzione di rifiuti in una raffineria possa variare nell’intervallo 0,01–2 kg rifiuti/t di lavoro.

Nel 2004 il dato di produzione specifica di rifiuti calcolato sul totale dei rifiuti prodotto risulta superiore al range indicato dalle Linee Guida.

Tuttavia, togliendo dal totale dei rifiuti prodotti la quantità di rifiuti prodotti eccezionalmente nel 2004, principalmente le terre da scavo e rifiuti da demolizioni, si ottiene un indice pari 0,97 kg rifiuti/ t di lavoro, del tutto in linea con quello di riferimento.

Tenendo conto anche dei rifiuti prodotti dalla ditta terza operante nel sito, l’indice si incrementa a 1,49 kg rifiuti/t, rimanendo comunque interno al range indicato.

7.3 Ulteriori considerazioni

Dall’analisi effettuata nel corso dell’iter istruttorio relativo all’impianto in oggetto si rileva che Api raffineria di Falconara Marittima, in base all’analisi della documentazione fornita dal Gestore, adotta le MTD nel proprio ciclo produttivo ad eccezione dei seguenti casi:

- non risultano evidenze di adeguamento alle MTD, sulle correnti di fuel gas di raffineria in uscita dalle Unità 2500, 3100, 3200, 3300, 3850 in relazione al contenuto di H₂S che risulterebbe < 1000 mg/Nm³, a fronte di un range MTD pari a 20-200 mg/Nm³;
- non risulta ad oggi applicata la MTD relativa all’impiego di impianti di recupero vapori di COV durante le operazioni di carico prodotti petroliferi leggeri (benzina, virgin nafta) sulle navi;
- la Raffineria in oggetto è ubicata in prossimità del centro abitato di Ancona Falconara, che si trova in un’area dichiarata ad elevato rischio di crisi ambientale, e a livello della qualità dell’aria ambiente si sono verificati nel 2007 superamenti per ozono e PM₁₀ delle medie annuali e giornaliere, oltrechè superamenti per NO₂ della media annuale;



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- nel BREF europeo sulle raffinerie, per quanto riguarda le emissioni in aria, con il concetto di bolla non è stato identificato un range univoco di intervalli emissivi per i vari macroinquinanti associato alla applicazione di MTD, pertanto sono proposte nel seguito le prescrizioni di utilizzo esclusivo di olio BTZ e quella di utilizzo di fuel gas con contenuto di H₂S < 200 mg/ Nm³, pur non strettamente correlate al rispetto dei limiti di bolla proposti;
- per quanto riguarda il limite già esistente di concentrazione di MTBE nello scarico “demi”, in base alla autorizzazione vigente della Provincia di Ancona pari a 10 µg/l, si rileva qui che il Gestore ha dichiarato la sua non perseguibilità. Il BREF europeo indica per il medesimo inquinante una prestazione massima di 100 µg/l, prestazione che il Gestore dichiara di poter realizzare, dal momento che la prestazione attuale compatibile con l’impianto è dichiarata inferiore a 40 µg/l.

7.4 Convincimenti e motivazioni

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC sulla base:

- a) degli **impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda** e dei suoi allegati per il rilascio dell’AIA, (prot. DSA-2006-0020315 del 28/07/2006);
- b) degli **impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della Scheda E** ed allegati “Modalità di gestione degli aspetti ambientali e piano di monitoraggio”;
- c) delle ulteriori informazioni ricevute dal Gestore per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati;
- d) dei risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento, come descritta in premessa;
- e) che l’istruttoria prevista dal DPR 175/88 per gli impianti ad alto rischio, conclusa per l’installazione API raffineria antecedentemente al nuovo assetto con IGCC, ha individuato i valori di rischio entro valori accettabili e ha identificato che il Gestore ha definito i provvedimenti necessari da adottarsi per limitare le conseguenze di eventuali incidenti e di eventi anomali all’esterno;
- f) dell’evidenze fornite dal Gestore riguardo l’applicazione delle MTD;
- g) che, per quanto riguarda l’esercizio, nel sito è messo in atto, fin dall’anno 2000, un sistema di gestione integrato, salute sicurezza ambiente, certificato in accordo con gli standard ISO 14001 e OHSAS 18001 da Det Norske Veritas (ente di certificazione a livello internazionale);
- h) che lo stato di attuazione delle procedure di cui sopra, oltre ad essere oggetto di verifica periodica della stessa DNV, è soggetta a verifiche semestrali degli osservatori quali CTR e ARPAM;
- i) la disponibilità del Gestore a collaborare con le AC nello studio di eventi particolari mettendo a disposizione tutti i dati necessari a consentire una puntuale e precisa ricostruzione dei fatti tramite la sempre disponibile tracciabilità dei processi di lavorazione;
- j) che nel sito sono già state implementate volontariamente dal Gestore apparecchiature ed impianti in linea con le MTD quali: aree pavimentate ed impermeabilizzate, strutture ed impianti per il trattamento delle acque di falda, sistemi di abbattimento delle emissioni, recupero CO₂, sistemi di sicurezza controllati e verificati dal CTR;

01



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

propone all’Autorità Competente di procedere al rilascio dell’autorizzazione richiesta prescrivendo al Gestore che l’impianto sia esercito nel rispetto dei valori limite di emissione, delle disposizioni e delle prescrizioni, delle indicazioni per il piano di monitoraggio e controllo, come di seguito riportato.

8 Parere e Prescrizioni

Il GI nominato per l’istruttoria di cui si tratta ritiene che l’esercizio dell’impianto potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 59 del 2005, **se saranno rispettate le seguenti prescrizioni e i seguenti valori limiti di emissione** (VLE) di inquinanti.

8.1 Produzione alla capacità produttiva

L’impianto nella configurazione attuale e in quella futura è autorizzato per una capacità produttiva massima di 3.900.000 di tonnellate/anno di carica come materia prima per l’attività di raffinazione.

8.2 Emissioni in aria

Nel seguito sono riportati i limiti prescritti per le emissioni convogliate per l’intero complesso di raffineria (limite di bolla bolla).

Raffineria (bolla)

Parametro	Limite Decreto 152/06 (mg/Nm ³)	Prestazioni MTD (mg/Nm ³)	Limite di Bolla (mg/Nm ³)
SO ₂	1700	800 – 1200	800
NO _x	500	250 – 450	250
Polveri	80	30 – 50	40
CO	250	100 – 150	100
H ₂ S	5	3 – 5	5

I valori di emissione devono essere calcolati come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi effluenti gassosi dell’intera raffineria. I volumi degli effluenti gassosi devono riferirsi al tenore di ossigeno per essi previsto e previa detrazione del tenore di vapore acqueo. I suddetti limiti devono riferirsi alle ore di effettivo funzionamento, su base mensile, degli impianti dell’intera raffineria, escludendo le emissioni nelle ore di avvio e arresto per manutenzione e/o malfunzionamenti.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere "api raffineria di ancona S.p.A."
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

I valori limite di emissione si considerano rispettati se durante un anno civile:

- nessun valore medio mensile (bolla di raffineria) supera i pertinenti valori limite di emissione;
- il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non supera il 125% dei rispettivi valori limite mensili.

In aggiunta alle prescrizioni relative alle emissioni convogliate, espresse come limiti in concentrazione di cui sopra, Api raffineria dovrà attenersi al rispetto dei limiti dei flussi massici così come di seguito indicato:

i) Fintanto che il Gestore del complesso Raffineria "api raffineria di ancona S.p.A." e del complesso "IGCC Api Energia S.p.A." è rappresentato dal medesimo soggetto giuridico e l'esercizio annuale di ciascun impianto è superiore al 50% della massima capacità produttiva annuale di ciascun impianto Api raffineria deve rispettare i seguenti limiti massici, espressi come sommatoria dei valori massici dei due complessi produttivi.

Parametro	Limite prescritto (t/anno)
SO ₂	1400
NO _x	975
Polveri	70
CO	400

Per quanto riguarda le polveri, il Gestore deve sviluppare un programma di riduzione dei valori prescritti da presentare all'AC entro 18 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, che prevede di raggiungere valori pari a 56 t/anno per le polveri entro 24 mesi dalla presente autorizzazione.

Per quanto riguarda il CO, il Gestore deve sviluppare uno studio ai fini dell'identificazione dei limiti emissivi in flusso di massa (tonn/anno) d'intesa ad ISPRA, l'Arpa Marche, la Regione Marche e gli EE.LL.. Detto studio dovrà essere presentato all'AC entro il 18 mesi dal rilascio della presente autorizzazione.

ii) Nel caso in cui una delle due condizioni di cui al punto i) dovesse decadere, Api raffineria dovrà rispettare le seguenti prescrizione massiche, relative al solo complesso di Raffineria:

Parametro	Limite prescritto (t/anno)
SO ₂	1.100
NO _x	325
Polveri	40
CO	75



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Per quanto riguarda le polveri, il Gestore deve sviluppare un programma di riduzione dei valori prescritti da presentare all'AC entro 18 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, che prevede di raggiungere valori pari a 56 t/anno per le polveri entro 24 mesi dalla presente autorizzazione.

Per quanto riguarda il CO, il Gestore deve sviluppare uno studio ai fini dell'identificazione dei limiti emissivi in flusso di massa (tonn/anno) d'intesa ad ISPRA, l'Arpa Marche, la Regione Marche e gli EE.LL.. Detto studio dovrà essere presentato all'AC entro il 18 mesi dal rilascio della presente autorizzazione.

- Per tutti gli altri inquinanti di pertinenza del proprio ciclo produttivo, in particolare per quelli riportati nel Piano di Monitoraggio e Controllo, il Gestore è comunque tenuto al rispetto dei limiti normativi previsti dal D. Lgs. 152/2006.

- In caso di fermata programmata o di disservizio degli impianti di lavaggio gas acidi e di recupero zolfo, il Gestore deve:

- comunicare all'Autorità di Controllo e al sindaco l'interruzione;
- riavviare gli impianti nel più breve tempo possibile;
- intervenire sugli impianti in modo da ridurre le emissioni di SO₂ in previsione di un'interruzione superiore a 12 ore e il superamento dei valori limite di qualità dell'aria, bisogna intervenire sugli impianti in modo da ridurre le emissioni di SO₂.

Prescrizioni relative ai combustibili utilizzati

- a. Il Gestore deve utilizzare olio combustibile denso nel rispetto dei limiti emissivi prescritti e comunque in una quantità non superiore a 50 kt/anno. Il Gestore dovrà rendere disponibile apposita documentazione che attesti il rispetto della presente prescrizione.
- b. Il Gestore deve utilizzare come combustibile gassoso esclusivamente gas di raffineria con contenuto massimo di zolfo, espresso come H₂S, inferiore a 200 mg/Nm³ (gas secco) come valore medio giornaliero.
- c. Il Gestore può utilizzare come combustibile il gas naturale o può utilizzare il gas naturale come combustibile di supporto per integrare il gas di raffineria.

Prescrizioni relative ai camini

I camini le cui emissioni inquinanti in aria sono da intendersi autorizzate e pertanto – essi e solo essi - rientrano nel calcolo di bolla sono quelli di seguito indicati: E1, E2, E3, E5, E6, E7, E9, E10, E13, E14 ed E17.

- a. I camini della raffineria simboleggiati con codice E1, E2, E3, E5, E6, E7, E9, E10, E13, E14 non devono emettere più di 5 mg/Nm³ di H₂S espressi come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi effluenti (gas secco) dai camini stessi, “bolla di raffineria”, su base mensile. I volumi degli effluenti gassosi devono essere riferiti al tenore di ossigeno del 3%.
- b. Ciascuno dei camini della raffineria simboleggiati con codice E1, E5, E9, E13 ed E17, entro 6 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, non deve emettere più di 0,5 mg/Nm³ di Ni _(resp+insolubile) (nichel respirabile ed insolubile) gas secco al 3% di O₂, ed

En



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- a condizioni normali. Sono esclusi i periodi di tempo in cui i forni sono in fase di avvio/spegnimento.
- c. Ciascuno dei camini della raffineria simboleggiati con codice E1, E5, E9, E13 ed E17, entro 6 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, non deve emettere più di 5 mg/Nm^3 di V (vanadio) gas secco al 3% di O_2 , ed a condizioni normali. Sono esclusi i periodi di tempo in cui i forni sono in fase di avvio/spegnimento.
 - d. Ciascuno dei camini della raffineria simboleggiati con codice E1, E5, E9, E13 ed E17, entro 6 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, non deve emettere più di 5 mg/Nm^3 di Cu (rame) gas secco, al 3% di O_2 , ed a condizioni normali. Sono esclusi i periodi di tempo in cui i forni sono in fase di avvio/spegnimento.
 - e. Ciascuno dei camini della raffineria simboleggiati con codice E1, E5, E9, E13 ed E17, entro 6 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, non deve emettere più di 5 mg/Nm^3 di Cr (cromo) gas secco, al 3% di O_2 , ed a condizioni normali. Sono esclusi i periodi di tempo in cui i forni sono in fase di avvio/spegnimento.
 - f. Ciascuno dei camini della raffineria simboleggiati con codice E1, E5, E9, E13 ed E17, entro 6 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, non deve emettere più di $0,1 \text{ mg/Nm}^3$ di IPA gas secco al 3% di O_2 , ed a condizioni normali. Sono esclusi i periodi di tempo in cui i forni sono in fase di avvio/spegnimento.
 - g. Ciascuno dei camini della raffineria simboleggiati con codice E1, E5, E9, E13 ed E17, entro 6 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, non deve emettere più di 1 mg/Nm^3 di benzene gas secco al 3% di O_2 , ed a condizioni normali. Sono esclusi i periodi di tempo in cui i forni sono in fase di avvio/spegnimento.
 - h. Qualora sia necessario utilizzare un combustibile per il riscaldamento dell'Hot Oil al forno F-6101 il Gestore deve utilizzare come combustibile esclusivamente gas di raffineria e/o gas naturale.
 - i. Il camino della raffineria simboleggiato dal codice E17 non deve emettere più di 5 mg/Nm^3 di solfuro di idrogeno (H_2S) gas secco espresso come media mobile delle medie orarie di 24 ore. Il valore limite deve essere normalizzato al 3% di O_2 ed a condizioni normali. Sono esclusi i periodi di tempo in cui il forno è in fase di avvio/spegnimento.

Altre prescrizioni

- a. Il Gestore deve garantire che le operazioni di combustione nel forno denominato “*post combustore 1*” asservito all'impianto di recupero dello zolfo avvengano secondo le procedure operative definite dal progettista onde assicurare l'ossidazione completa di H_2S presente nel gas di alimentazione. Per la verifica della conformità a tale prescrizione il Gestore deve determinare su base oraria la temperatura all'interno del forno ed il flusso del gas trattato. Qualora durante l'esercizio si riscontrino valori inferiori dei parametri sopra indicati il Gestore ha l'obbligo di registrazione della data di constatazione dell'evento, delle manovre eseguite per riportare il parametro nei limiti e di fare una valutazione delle eventuali conseguenze sulle emissioni.
- b. Il Gestore deve garantire che l'impianto di recupero dello zolfo abbia, su base annuale, un fattore di utilizzo superiore a 96%. Il Gestore deve documentare che attesti il rispetto della presente prescrizione.

SA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- c. Il Gestore deve garantire una efficienza di recupero dello zolfo dell'impianto di recupero pari o superiore a 99,5%. A tal fine il Gestore su base mensile determinerà il rendimento di recupero dello zolfo. Qualora durante l'esercizio si riscontrino valori inferiori del parametro sopra indicato il Gestore ha l'obbligo di registrazione della data di constatazione dell'evento, delle manovre eseguite per riportare il parametro nel limite e di fare una valutazione delle eventuali conseguenze sulle emissioni.
- d. I forni di Raffineria devono essere forniti di bruciatori a bassa emissione di ossidi di azoto (Low NOx).
- e. Il Gestore deve operare i sistemi di caricamento delle benzine e dei prodotti di distillazione con tensione di vapore superiore a 130 millibar a temperatura di 20°C, secondo le seguenti procedure:
- I terminali di carico dei veicoli cisterna devono essere equipaggiati con dispositivi per il contenimento dei vapori spiazzati dalle cisterne durante le operazioni di carico;
 - Il sistema di trattamento dei vapori deve garantire una efficienza minima di abbattimento di 95% con una emissione massima di 10 g/Nm³ espresso come valore medio orario. Il Gestore ha l'obbligo, entro e non oltre 120 giorni dal rilascio della presente autorizzazione, di dare comunicazione all'Ente di Controllo del parametro operativo e del metodo di misura che dimostri il rispetto della prescrizione. Le misurazioni effettuate ai fini della valutazione della conformità delle emissioni ai valori limite devono essere effettuate per un'intera giornata lavorativa (minimo sette ore) in condizioni di normale movimentazione;
 - Il sistema di trattamento deve essere sempre in funzione durante le operazioni di carico delle autocisterne. Il Gestore può utilizzare le pensiline di carico anche in situazioni di fuori servizio temporaneo del sistema di abbattimento vapori, purchè il prodotto caricato abbia una tensione di vapore superiore a 130 millibar a temperatura di 20°C;
 - Il Gestore, deve informare l'autorità di controllo, prima di uno spegnimento pianificato di un sistema di recupero vapori che comporti una fermata superiore ai tre giorni. Deve inoltre specificare la data, il periodo previsto ed il motivo dell'arresto. Nel caso di un arresto non pianificato, il Gestore deve informare l'autorità di controllo della causa dell'arresto, dei provvedimenti attuati al fine di riportare in operazione l'unità e del probabile periodo di non funzionamento.
 - Il sistema di trattamento dei vapori ed il sistema di carico delle autocisterne devono essere gestiti in modo di prevenire l'istaurarsi di condizioni di pressione interne alle cisterne superiori a 55 millibar;
 - Nessun sistema di spurgo gas deve potersi aprire all'atmosfera fino alla pressione di 55 millibar;
 - Il sistema di collettamento dei vapori deve garantire che non vi sia la possibilità di trasferimento dei vapori da una posizione di carico ad un'altra durante le operazioni di riempimento cisterne;
 - Il Gestore ha l'obbligo di verificare che i veicoli cisterna caricati siano dotate di dispositivi di tenuta adeguati al trasporto dei prodotti petroliferi che verranno consegnati.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- Il Gestore deve realizzare una ispezione mensile di tutte le apparecchiature dei sistemi di caricamento dei prodotti petroliferi con tensione di vapore superiore a 13.0 millibar a temperatura di 20°C. L'ispezione deve riguardare tutte le pompe, valvole e flange e deve essere registrata su apposito registro informatizzato con indicati, la data dell'ispezione, l'esito ed, eventualmente, la descrizione dell'intervento di manutenzione. Il registro deve essere firmato dall'operatore che ha eseguito l'azione;
 - Il Gestore deve garantire che le manutenzioni sulle apparecchiature che movimentano prodotti petroliferi con tensione di vapore superiore a 130 millibar a temperatura di 20°C siano iniziate entro cinque giorni dal rilevamento della perdita. Nel caso che la riparazione necessiti di un tempo di realizzazione superiore a quindici giorni il Gestore deve indicare nel registro informatizzato la motivazione della durata dell'intervento ed una valutazione del tempo necessario alla conclusione del lavoro.
 - Il Gestore deve realizzare, entro e non oltre il 17 maggio 2010, la conversione dei sistemi di caricamento dei veicoli cisterna in modo che sia possibile il solo caricamento dal basso.
- f. Il Gestore presenterà al MATT, alla Regione Marche, alla Provincia di Ancona, al Comune di Falconara Marittima e all'Ente di Controllo, entro 24 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, uno studio di fattibilità corredato da analisi costi-efficacia per l'installazione di un sistema di trattamento dei vapori relativo al terminale di carico navi cisterna.
- g. Il Gestore deve garantire che il sistema di recupero e compressione dei gas avviati alla torcia idrocarburica sia sempre in perfetta efficienza ed in funzione. A tal fine il Gestore deve assicurare che durante le ore di normale esercizio della raffineria l'impianto di recupero gas sia funzionante. Possono fare eccezione i periodi di tempo in cui, ragionevolmente, si attui una manutenzione alla torcia e/o al sistema stesso di recupero gas o in cui si verifichino manutenzioni su unità di raffineria che possano determinare frequenti avvii-spegnimenti dell'impianto di recupero gas; fanno altresì eccezione lo spegnimento del sistema di recupero gas dovuto a ragioni di sicurezza o alla fermata, per problemi operativi, di qualche unità di raffineria che abbia effetti sull'efficacia del trattamento di recupero. Il Gestore dovrà rendere disponibile apposita documentazione che attesti il rispetto della presente prescrizione.
- h. Il Gestore deve garantire che il sistema di torcia di raffineria costituito dalla torcia idrocarburica sia mantenuto in perfetta efficienza tramite un controllo operativo costante e una manutenzione programmata secondo gli standard previsti per tali sistemi. In particolare il Gestore dovrà provvedere a mantenere in efficienza e perfettamente funzionanti, nelle condizioni di progetto, 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. In particolare inoltre dovrà essere tenuto in perfetta efficienza il loop delle apparecchiature di controllo dell'invio di vapore in torcia al fine di 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 ordinariamente entro 3 giorni lavorativi.
- i. Il Gestore dovrà fornire la documentazione che attesti il rispetto della precedente prescrizione h.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- j. Nel caso di malfunzionamenti di unità di raffineria che possano determinare emissioni di anidride solforosa superiori a 5 tonnellate nelle ventiquattro ore alle torce idrocarburica ed acida il Gestore ha l'obbligo di comunicazione all'Ente di controllo. Il Gestore al termine dell'evento produrrà un rapporto sulle cause che hanno generato tale inconveniente e indicherà le azioni necessarie per evitare che si verifichi nuovamente la situazione di emergenza.
- k. Il Gestore deve operare e mantenere tutte le unità dell'impianto di raffineria in accordo al programma di “*Leak detection and repair*” (LDAR). A tal fine il Gestore deve, secondo il programma di monitoraggio e riduzione delle emissioni fuggitive sviluppato in accordo alla normativa EPA 453/95 e riconosciuta dall'Ente di controllo, monitorare e mantenere tutte le pompe, valvole, tubazioni, valvole di sicurezza e compressori che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13 millibar a 20°C. Il Gestore registrerà le operazioni di monitoraggio e manutenzione su apposito registro informatizzato che deve essere conservato per un periodo di almeno 10 anni.
- l. Il Gestore deve operare le diverse unità di raffineria secondo una specifica procedura del sistema di gestione ambientale che sia finalizzata alla prevenzione dell'emissione di sostanze odorigene, anche in relazione alla collocazione, a ridosso di quartieri residenziali, dell'impianto Api di Raffineria. A tal fine il Gestore deve individuare, per ogni unità di raffineria riconosciuta come sorgente principale di odori, le buone pratiche operative che determinano il controllo degli odori. Tra le pratiche il Gestore deve considerare, ma non limitarsi a, la frequenza di manutenzione e pulizia apparecchiature e strutture; l'installazione di sistemi di tenuta sugli stoccaggi, la possibilità di copertura dei sistemi di trattamento acque reflue, la sostituzione di sostanze e la possibilità di convogliamento di flussi gassosi a sistemi specifici di abbattimento. In caso di frequenti eventi di emissione con relativa inaccettabile situazione di persistenza di odori molesti avvertiti dalla popolazione il Gestore ha l'obbligo di individuare la causa e di mettere in atto tutte le procedure per l'eliminazione della emissione. Il Gestore deve comunicare in anticipo all'Ente di controllo situazioni infrequenti in cui, a causa di lavori ineluttabili, si possano verificare rilasci di sostanze odorigene in quantità significativa e le contromisure che intende implementare.
- m. Sistema slop di raffineria. Il Gestore deve provvedere ad installare idonee apparecchiature a segnalare l'insorgere di fenomeni odorigeni nei pressi dei serbatoi di slop.
- n. Il Gestore deve installare, ove mancanti, ed operare, entro 36 mesi dal rilascio della presente autorizzazione i seguenti sistemi di misurazione in continuo:
- Al camino E1 un misuratore, di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;
 - Al camino E2 un misuratore di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;
 - Al camino E3 un misuratore di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;
 - Al camino E5 un misuratore di di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;
 - Al camino E6 un misuratore di CO, NO_x, SO₂, ossigeno e portata volumetrica;
 - Al camino E7 un misuratore di CO, NO_x, di H₂S, ossigeno e portata volumetrica;
 - Al camino E9 un misuratore, di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;
 - Al camino E10 un misuratore di CO e portata volumetrica;
 - Al camino E13 un misuratore di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- Al camino E14 un misuratore di CO, NO_x, SO₂, ossigeno e portata volumetrica;
- Al camino E17 un misuratore di CO, SO₂, H₂S, ossigeno e portata volumetrica.
- Per quanto riguarda le polveri ed l'H₂S; con l'esclusione del camino E17 per quanto inerente all'H₂S per il quale si mantiene la misurazione in continuo, considerando la qualità dei combustibili utilizzati ed i processi di impianto, come pure i valori non significativi rilevati durante le campagne periodiche di monitoraggio con prelievo manuale, si prescrive un monitoraggio manuale secondo quanto previsto nel Piano di monitoraggio e controllo. I dati delle misure dovranno essere tenute in apposito registro e comunicati agli Enti di Controllo. Nel caso in cui dovessero registrarsi superamenti dei limiti prescritti, il Gestore dovrà installare ed operare, entro 36 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, in accordo alla norma EN 14181 i necessari sistemi di misurazione in continuo.
- o. Il Gestore deve monitorare nel gas di raffineria il contenuto di solfuro di idrogeno (H₂S) con cadenza giornaliera, e secondo quanto stabilito nel Piano di monitoraggio e controllo. Sulle tubature di adduzione ai forni F-3601, F-3651, F-2601, F2602, F-2603, F-3101, F-3301 e F-6101 delle diverse unità di raffineria alimentate con il gas deve essere installato un contatore e relativo sistema di acquisizione del dato, per la quantificazione del gas bruciato al singolo forno. In alternativa il Gestore deve installare misuratori di anidride solforosa (SO₂) sui rispettivi camini.
- p. Il Gestore dell'impianto è tenuto ad effettuare, relativamente alle emissioni in aria, quanto previsto nel Piano di monitoraggio e controllo.

8.3 Emissioni diffuse

Il Gestore deve assicurare l'applicazione di tutti i provvedimenti tecnico gestionali in linea con gli adeguamenti richiesti dal DPR 175/88 per limitare le emissioni diffuse, nonché tutte le azioni necessarie su serbatoi, flange e tubazioni.

Il monitoraggio delle emissioni dovrà essere attuato come descritto nel Piano di monitoraggio e controllo.

8.4 Manutenzione, malfunzionamenti ed eventi incidentali

Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo.

A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti e una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti. A tal fine il Gestore deve



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti.

A tal proposito si considera, in particolare, 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 ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.

Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

In caso di eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti, di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per mail e/o fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di controllo. 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 arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore inoltre deve accertare le 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.

Sono fatte salve tutte le prescrizioni, oneri ed obblighi derivanti dalla normativa in vigore.

8.5 Emissioni sonore

- a. Il Gestore deve operare l'impianto in modo che i livelli di emissione ed immissione sonora rispettino i limiti imposti dalla zonizzazione acustica del comune di Falconara Marittima, che ha inserito l'impianto Api raffineria in parte classe VI (zona esclusivamente industriale), cioè devono essere rispettati i limiti di emissione sonora di 65 dB diurni e 65 dB notturni e di immissioni di 70 dB diurni e 70 dB notturni ed in parte in classe V, cioè devono essere rispettati i limiti di emissione sonora di 65 dB diurni e 55 dB notturni, di immissioni di 70 dB diurni e 60 dB notturni, con realizzazione di ulteriori mitigazioni, oltre a quelle già previste nel PRAV presentato, al fine di ottenere il rientro nei limiti normativi in corrispondenza di tutti i punti presi in esame, situati nei quartieri adiacenti al sito API. Sui recettori sensibili deve essere altresì rispettato il criterio differenziale di 5 dB diurni e 3 dB notturni.
- b. Al fine di monitorare nel tempo la situazione di rumorosità di tipo continuo prodotta dai vari impianti, API Raffineria dovrà effettuare con periodicità annuale, campagne di misure negli stessi punti già presi in esame nei monitoraggi degli anni precedenti. Allo scopo di poter valutare e quantificare nel modo migliore possibile il contributo fornito direttamente dagli impianti della raffineria API, tali monitoraggi dovranno essere effettuati sia con gli impianti (compresa IGCC) a regime, sia nel periodo di fermata



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

annuale secondo il programma di manutenzione. Tali monitoraggi, che dovranno essere svolti in entrambi i periodi di riferimento diurno e notturno, dovranno comprendere, per ciascuna sessione di misure, un numero di giorni adeguato a caratterizzare la rumorosità presente nei vari punti di misura. In particolare si sottolinea la necessità che nelle campagne di misura annuali, i monitoraggi effettuati dall'API e le relative valutazioni prendano in esame la situazione di centrale IGCC ed impianti di raffineria funzionanti a regime.

API Raffineria dovrà presentare, con periodicità annuale, agli Enti di controllo una relazione tecnica contenente i risultati di tali monitoraggi.

Il programma di monitoraggio dovrà essere adeguato al programma di riduzione delle emissioni sonore attualmente in corso con l'ARPAM.

- c. Il Gestore dell'impianto dovrà sviluppare, contestualmente un programma di mitigazioni delle emissioni sonore da presentare alle AC entro un anno dall'approvazione del PRAV da parte del Comune.

8.6 Rifiuti

- a. Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.
- b. 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. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'articolo 190 del D.Lgs.152/2006 e durante il loro trasporto devono essere accompagnati dal formulario di identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.
- c. Per il deposito temporaneo, fermo il rispetto delle modalità e condizioni di legge che lo rendono applicabile, il Gestore dovrà verificare, almeno ogni 10 giorni, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, il volume dei rifiuti stoccati, inteso come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi. Dovrà, inoltre, comunicare all'Autorità di Controllo eventuali criticità riscontrate.
- d. Lo stoccaggio dei rifiuti prodotti (deposito preliminare) deve rispettare le norme tecniche di settore. In particolare:
- le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
 - lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
 - ciascun area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il

EA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;
- la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
 - i siti di stoccaggio devono essere dotati di coperture fisse o mobili in grado di proteggere i rifiuti dagli agenti atmosferici;
 - tutte le acque di meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di stoccaggio di rifiuti pericolosi devono essere coltate ed inviate all'impianto di trattamento reflui;
 - le vasche utilizzate per lo stoccaggio dei fanghi devono possedere adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche del rifiuto, essere attrezzate con coperture ed essere provviste di sistemi in grado di evidenziare e contenere eventuali perdite;
 - i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
 - i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;
 - i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.
 - i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi;
 - i contenitori e/o serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
 - i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;
 - il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e succ. mod., e al D.M. 392/1996;
 - il deposito delle batterie al piombo derivanti dall'attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistemi di raccolta di eventuali liquidi che possono fuoriuscire dalle batterie stesse.
- e. L'eventuale trattamento di rifiuti liquidi deve essere effettuato in accordo con quanto disciplinato dal DM 29 gennaio 2007 “Emanazione di linee guida per l'individuazione ed utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di gestione dei rifiuti” in relazione alle specifiche sostanze pericolose in essi contenute.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

- f. Il Gestore è autorizzato all'esercizio dell'impianto di trattamento acqua di falda mediante operazioni R3-R5 dei rifiuti specificati, in quantità e qualità, nella seguente tabella 1 e provenienti dall'operazione di bonifica e messa in sicurezza del sito di raffineria.

Tabella 1			
Ubicazione impianto TAF (coord. Gauss-Boaga)		Codice CER	Quantità massima
Latitudine	Longitudine	191308	440 m ³ /h
Da comunicare	Da comunicare	160305*	

- g. L'acqua di falda in uscita dall'impianto denominato TAF deve essere destinata al successivo trattamento in impianto denominato “demi” per un quantitativo massimo di 440 m³/h. Il Gestore deve, altresì, garantire il recupero interno dell'acqua di falda trattata dall'impianto TAF per un quantitativo non inferiore a 260 m³/h.
- h. Qualora il Gestore intenda reimmettere quota parte dell'acqua depurata dall'impianto TAF in falda, la stessa acqua deve essere conforme ai limiti tabellari di cui al D.M. 471/99 e s.m.i. ed a quelli prescritti nel presente parere. Specificatamente per quanto riguarda l'MTBE dovrà essere rispettato il valore di 0.04 mg/l.
- i. Il Gestore è autorizzato al riutilizzo interno per un quantitativo massimo di 40 m³/mese, negli impianti di raffinazione, del rifiuto oleoso recuperato a testa-pozzo da impianti, gestiti direttamente da Api raffineria o da ditta terza, autorizzati dalla provincia di Ancona; le acque separate devono essere considerate rifiuto.
- j. Il Gestore deve osservare tutte le prescrizioni previste nell'autorizzazione all'esercizio dell'impianto di trattamento dell'acqua di falda e di recupero dei rifiuti oleosi rilasciata dalla Provincia di Ancona ai sensi degli artt. 27 e 28 del D.lgs.22/97 (ora sostituiti dall'art.208 del D.lgs. 152/2006) e successive modifiche ed integrazioni.
- k. Il Gestore deve effettuare, entro e non oltre 24 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, un audit finalizzato alla minimizzazione della produzione di rifiuti. Il Gestore fornirà all'Ente di controllo due mesi dopo la conclusione dell'audit la metodologia di analisi impiegata ed il risultante piano di azione per la riduzione e/o razionalizzazione dell'uso delle materie prime ed ausiliarie individuate come maggiori fonti di rifiuti. L'audit deve approfondire, ma non essere limitato a, le seguenti fasi:
- Mappatura dei processi
 - Bilanci di materia
 - Sviluppo di un piano d'azione.

89



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Il Gestore concorderà con l'Ente di controllo la tempistica di attuazione del piano di azione approvato. Il Gestore ripeterà l'audit prima della richiesta di rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

1. Il Gestore dell'impianto è tenuto ad effettuare relativamente ai rifiuti quanto previsto nel Piano di monitoraggio e controllo.

Considerando che la gestione dei rifiuti nel sito Api sono effettuate da una Società terza, in accordo ad un contratto di Global Service tra la Società terza e Api raffineria, il Gestore, qualora l'oggetto della prescrizioni sui rifiuti rientrano nel sopra menzionato contratto, è tenuto a far rispettare, dette prescrizioni, attraverso la società terza.

8.7 Emissioni in acqua

- a. Le acque avviate allo scarico devono rispettare i limiti di emissione previsti dalla tabella 3 colonna I dell'allegato 5 alla parte III del dlgs. 152/2006 e s.m.i. sia per le acque di scarico dell'impianto denominato TAS sia dell'impianto denominato “Demi”.
- b. Il Gestore deve sottoporre a costante manutenzione gli impianti di depurazione. Le apparecchiature di controllo e dosaggio reagenti devono essere sempre in perfetta efficienza. Inoltre, il Gestore deve tenere il registro di carico e scarico dei rifiuti di cui all'art. 190 del D.lgs. 152/2006.
- c. Il Gestore deve mantenere presso gli impianti denomina TAS e “Demi” registri informatizzati per la registrazione delle operazioni di manutenzione e controllo eseguite sulle apparecchiature di trattamento, controllo e dosaggio.
- d. Il Gestore deve garantire la possibilità di effettuare un campionamento sui pozzetti fiscali degli scarichi denominati SF-Raff1 e SF-Raff2. I pozzetti devono essere ad una quota e ad una posizione che garantiscano il prelievo di campioni rappresentativi.
- e. Il Gestore deve effettuare le analisi con periodicità giornaliere e/o settimanali sullo scarico “DEMI” e sullo scarico “IGCC”, sulla base delle autorizzazioni e sulla base di quanto concordato con ARPAM (prot. 1592/08 del 11.09.2008) e come dettagliatamente riportato nel PMC :

Punto di monitoraggio	Riferimento normativo:	parametri:	frequenza:
scarico DEMI, scarico IGCC	Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente n. 18/03 del 30/06/2003	conducibilità elettrica, COD, NH4, NO3, HC, MTBE, ETBE	giornaliera
scarico DEMI	Monitoraggio mensile D.Lgs 152/06 e compilazione registro E-PRTR	Arsenico ,Azoto ammoniacale ,Azoto nitrico ,Azoto nitroso ,Azoto totale come N ,Benzene ,BOD5 BTEX ,COD ,Etilbenzene ,Cianuri,TOC,Cloruri,Fenoli,Ferro ,Fosforo totale ,Idrocarburi totali ,Manganese ,Nichel ,pH,Piombo ,Rame ,Toluene ,Vanadio ,Xileni ,Zinco	mensile

Per ciò che concerne l'Impianto TAF, che tratta le acque della MISE del sito, i controlli sulla qualità del flusso totale in uscita dall'impianto sono i seguenti:



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Punto di monitoraggio	Riferimento normativo:	parametri:	frequenza:
uscita TAF	Monitoraggio D.Lgs 152/06 e autorizzazioni in essere	cloruro di vinile (mg/l), 1-1-Dicloroetilene (mg/l), 1-2Dicloropropano (mg/l), Tricloroetilene (mg/l), Tetracloroetilene (mg/l), Somatica Organoclorogenat (mg/l), MTBE (mg/l), ETBE (mg/l), Benzene (mg/l), Etilbenzene (mg/l), Toluene (mg/l), Xileni (mg/l), Idrocarburi totali (mg/l), Ferro (mg/l), Manganese (mg/l), Piombo (mg/l), Rame (mg/l), Zinco (mg/l), Alluminio (mg/l), Nichel (mg/l), Cromo (mg/l), Tallio (mg/l), Antimonio (mg/l), Arsenico (mg/l), pH, residuo a 105°, Nichel (mg/kg), cadmio (mg/kg), Piombo (mg/kg), Rame (mg/kg), Benzene (mg/kg), Etilbenzene (mg/kg), Toluene (mg/kg), Xileni (mg/kg), stirene (mg/kg), Benzo[a]pirene (mg/kg), Benzo[b]fluorantene (mg/kg), Benzo[g,h,i]perilene (mg/kg), Benzo[k]fluorantene (mg/kg), fluorantene (mg/kg), indeno (1,2,3-c,d)pirene (mg/kg), idrocarburi totali (mg/kg)	mensile

Tale monitoraggio è integrato dai controlli di performance di impianto in base alla quale viene gestita l'operatività come di seguito riportato:

Punto di monitoraggio	Riferimento normativo:	parametri:	frequenza:
ingresso impianto TAF	Monitoraggio D.Lgs 152/06 e controllo performance operative	Benzene, Toluene, Etilbenzene, Xileni, MTBE, ETBE, Ferro, Manganese, Idrocarburi totali	tre volte a settimana
uscita TAF	Monitoraggio D.Lgs 152/06 e controllo performance operative	Ferro, Manganese	tre volte a settimana

f. Il Gestore deve effettuare con periodicità mensile le analisi allo scarico dell'impianto TAS di tutti i parametri prescritti con Determina del Dirigente della Provincia di Ancona N.517 del 31.05.2007 la quale prescrive il rispetto dei limiti di cui alla tabella 3 dell'allegato 5 parte II D.Lgs 152/06. In aggiunta a quanto sopra si prescrive il rispetto dei valori limite sotto riportati:

• Nitrati (espressi come N)	10	mg/l (fonte BREF)
• Nitriti (espressi come N)	0,6	mg/l
• Ammoniacca (come NH ₄)	10	mg/l (fonte BREF)
• pH	5,5 - 9,5	u.s.
• BOD ₅ (espressi come O ₂)	20	mg/l (fonte BREF)
• COD (espressi come O ₂)	125	mg/l (fonte BREF)
• Fe	2	mg/l
• Ni	0,5	mg/l (fonte BREF)
• Cr _{totale}	2	mg/l
• Cr _{VI}	0,2	mg/l
• Cu	0,1	mg/l (D. Lgs. 152/06)
• As	0,5	mg/l
• Pb	0,2	mg/l
• Cd	0,02	mg/l
• Hg	0,005	mg/l
• Al	1	mg/l
• Mn	2	mg/l
• Se	0,03	mg/l
• V	4	mg/l



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

• Tensioattivi totali	2	mg/l	
• Fosforo Totale (come P)	2	mg/l	(fonte BREF)
• Azoto Totale	25	mg/l	(fonte BREF)
• Idrocarburi Totali	1,5	mg/l	(fonte BREF)
• Solidi sospesi totali	50	mg/l	(fonte BREF)
• Solfuri	0,6	mg/l	(fonte BREF)
• Fenoli totali	0,4	mg/l	(fonte BREF)
• Benzo[a]pirene	0,01	mg/l	(fonte BREF)
• AOX (come Cloro)	0,1	mg/l	(fonte BREF)
• Saggio di tossicità acuta			
• BTEX	0,1	mg/l	(fonte BREF)
• Benzene	0,05	mg/l	(fonte BREF)
• Solfiti	1	mg/l	(D. Lgs. 152/06)
• Cianuri	0,1	mg/l	(fonte BREF)

g. Il Gestore deve effettuare con periodicità giornaliera le analisi allo scarico dell'impianto denominato “Demi” dei seguenti parametri per il rispetto dei valori limite specificati come media mensile dei valori giornalieri:

• Tensioattivi totali	2	mg/l	
• COD (espressi come O ₂)	125	mg/l	(fonte BREF)
• Fosforo Totale (come P)	2	mg/l	(fonte BREF)
• Azoto Totale	25	mg/l	(fonte BREF)
• Idrocarburi Totali	1,5	mg/l	(fonte BREF)
• Solidi sospesi totali	50	mg/l	(fonte BREF)
• Nitrati (espressi come N)	10	mg/l	(fonte BREF)
• Ammoniaca (come NH ₄)	10	mg/l	(fonte BREF)
• MTBE	0,04 (*)	mg/l	
• ETBE	0,04	mg/l	

(*) Con la pubblicazione della sentenza del Consiglio di Stato n. 5256/09 Reg. Dec. N. 9510 Reg. Ric. Anno 2004, risulta superata la determina del dirigente della Provincia di Ancona che fissava il limite per l'MTBE pari a 0,01 mg/l e che la stessa sentenza dimostra essere inattuabile tecnicamente e mai raggiunto. Si prescrive il limite di 0.04 mg/l in accordo alla determina dirigenziale n. 621 del 21/10/2009 della Provincia di Ancona.

Detto limite si intende prescritto a partire da 6 mesi dal rilascio dell'AIA nel periodo transitorio il limite prescritto è di 0.10 mg/l.

h. Gli impianti denominati TAS e “Demi” che producono scarichi idrici debbono essere eserciti in accordo a specifiche procedure di gestione e mantenimento. Il personale addetto alle operazioni deve essere perfettamente formato alle procedure di gestione ottimale degli impianti. In particolare il personale deve essere in grado di esercire gli impianti mantenendo un'efficienza minima di trattamento e/o operare azioni di contenimento che

41



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

consentano di limitare rilasci di reflui in concentrazioni elevate, anche nelle seguenti condizioni:

- Flusso in ingresso sotto il livello minimo di progetto;
 - condizioni di fuori servizio per manutenzione, eventi piovosi eccezionali, fermate impreviste di sezioni dell'impianto e fermate programmate di tutto l'impianto;
 - durante le operazioni di manutenzione in cui si utilizzino sostanze come solventi organici, tensioattivi, digrassanti ecc..
- Il Gestore deve garantire l'aggiornamento professionale costante del personale addetto alle operazioni di trattamento dei reflui.
- i. Il Gestore deve provvedere oltre che al monitoraggio giornaliero degli scarichi in acque superficiali, anche a quello mensile dei 4 fossi che attraversano la raffineria, sia a monte che a valle della stessa, comprendendo tra i parametri da ricercare, oltre a COD, idrocarburi totali, conducibilità, ammoniaca, nitrati, anche il MTBE e l'ETBE, ciò al fine di acquisire dati sull'effettiva quantità di questi composti di sintesi che arrivano alle acque, e di riscontrare in tempo reale l'effetto di cambiamenti nell'utilizzo di materie prime nei cicli di lavorazione. La periodicità di tale monitoraggio potrà essere ricalibrata nel corso degli anni in funzione dell'andamento dei risultati ottenuti e dell'entrata a regime del nuovo sistema di raccolta e collettamento delle acque di prima pioggia.
 - j. Negli impianti di trattamento acque reflue della raffineria Api è vietato accettare acque reflue provenienti dalle navi cisterna (acque di zavorra e reflui contaminati da idrocarburi).
 - k. I serbatoi contenenti prodotti petroliferi indicati con codice del Gestore TK: 51, 206, 288, 49, 53, 55, 143, 204, 48, 334, 40, 42, 47, 50, 56, 213, 214, 325, 12, 16, 41, 43, 52, 141, 149, 218, 219, 59, 60, 61, 140, 208, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 322 325 e 326, devono essere sottoposti a verifica dello stato di tenuta dei fondi tramite analisi acustica. Qualora si riscontrasse una condizione dei fondi non conforme, cioè l'analisi acustica dia come risultato stati classificabili: D o F e/o 4 o 5 il Gestore deve sostituire il fondo con un doppio fondo nel caso che voglia, in futuro, riutilizzare il serbatoio. Qualora si riscontrino le condizioni su menzionate il Gestore deve, altresì, mettere in atto, nel più breve tempo tecnicamente possibile, le procedure di svuotamento del serbatoio e la verifica dello stato del suolo e dalla falda sottostante il serbatoio stesso. Il personale deve annotare sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale.
 - l. Il Gestore deve ispezionare mensilmente i bacini di contenimento sottostanti i serbatoi. Nel caso si riscontri la perdita di tenuta della pavimentazione e/o della cordolatura il Gestore deve riparare, entro il mese successivo, qualunque difetto riscontrato. Il personale deve annotare sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale.
 - m. Per limitare le possibili contaminazioni dell'acqua di raffreddamento da idrocarburi, il Gestore deve assicurarsi che il controllo operativo venga effettuato da personale specializzato secondo una procedura accordata con l'AC. Qualora dalle analisi si individui una perdita di idrocarburi nel circuito dell'acqua di raffreddamento il Gestore deve attuare immediatamente la ricerca della possibile fonte del rilascio. Individuata la sorgente il personale deve mettere in atto immediate procedure di contenimento della perdita e avviare la riparazione. Il personale deve annotare sul registro delle manutenzioni,



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale.

- n. Il Gestore deve sottoporre a costante ispezione il sistema fognario di collettamento acque idrocarburiche. In caso di malfunzionamenti il personale deve iniziare la riparazione entro le successive ventiquattro ore. Il personale deve annotare sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale.
- o. 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) 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 (cioè etichettato con frasi di rischio R45, R46, R49, R50, R51 e R52) il Gestore ha l'obbligo di notifica all'Autorità di controllo.
- p. Il Gestore è autorizzato allo scarico in un nuovo punto di scarico denominato SF-Raff4 che sarà ubicato presso la foce del Fiume Esino, in cui dovranno essere convogliate unicamente le acque di sovrapproduzione, non stoccabili, dell'impianto “TAF”, in caso di fermata dell'impianto IGCC. La presente prescrizione è efficace dal momento in cui il Gestore presenta formale comunicazione di fine dei lavori di realizzazione dello scarico e dopo sopralluogo per la verifica di idoneità dello stesso.
- q. Il Gestore deve garantire la possibilità di effettuare un campionamento sul pozzetto fiscale dello scarico denominato SF-Raff4. Il pozzetto deve essere realizzato in posizione facilmente accessibile, deve essere sempre visibile e riconoscibile e mantenuto in buone condizione di funzionalità e pulizia. Il pozzetto deve essere ad una quota e ad una posizione che garantisca il prelievo di campioni rappresentativi.
- r. Il Gestore dovrà dare comunicazione preventiva all'Ente di controllo delle date in cui intende effettuare lo scarico di acqua dall'impianto denominato “TAF”, nella condizione di contemporanea fermata dell'impianto IGCC.
- s. Il Gestore dell'impianto è tenuto ad effettuare relativamente agli scarichi idrici quanto previsto nel Piano di monitoraggio e controllo.

8.8 Prescrizioni su suolo e sottosuolo, bonifiche

Il gestore ha l'obbligo di mettere in essere ogni provvedimento utile ad evitare di trasferire qualsiasi forma di inquinamento al suolo, fatto salvo ciò che è espressamente autorizzato in questa autorizzazione.

8.9 Prescrizioni tecnico gestionali

Si raccomanda di mantenere attivo il sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001. Ove questa certificazione dovesse decadere, il Gestore deve darne immediata comunicazione all'AC. Qualora la suddetta certificazione decadesse passati cinque

El



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

anni dalla presente autorizzazione, il Gestore informa immediatamente l'AC e provvede a presentare domanda di rinnovo di AIA.

8.10 Fase di chiusura impianto

- Il Gestore 24 mesi prima della cessazione definitiva dell'attività deve presentare all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo un piano di dismissione del sito che tratti i seguenti argomenti:
- identificazione e discussione sui potenziali impatti ambientali associati all'attività di chiusura dell'impianto;
- un programma temporale delle attività di chiusura impianto, smantellamento delle linee di trasmissione e di tutte le infrastrutture costruite come parte del progetto;
- identificazione di parti di impianto ed infrastrutture che resteranno nel sito dopo la chiusura, con la relativa motivazione, e l'uso che se ne farà;
- la conformità alle norme nazionali e locali, ai piani regionali/provinciali/comunali in vigore nel periodo di chiusura dell'impianto.
- la rimozione dei materiali pericolosi e dei rifiuti pericolosi e non pericolosi;
- il drenaggio di tutti i prodotti chimici dai serbatoi e dalle apparecchiature e linee di processo;
- la fermata in sicurezza di tutte le unità di raffineria;

Il Gestore, in caso di chiusura dell'attività, deve mettere in atto tutte le misure necessarie previste dal piano contingente di intervento, così come approvato dall'autorità competente; ha altresì l'obbligo di comunicare all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, l'intenzione di chiusura anticipata dell'attività, con un preavviso minimo di quindici giorni dalla data prevista di cessazione.

9 Piano di monitoraggio

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA ad esito dei lavori del GI della Commissione IPPC è allegato come parte integrante dell'AIA per la raffineria API di Falconara Marittima.

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti notifiche al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio:

- trasmissione dei dati relativi ai controlli delle emissioni per il tramite di ISPRA e per conoscenza alla Regione, alla Provincia e ai Comuni interessati;
- tempestiva informazione, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto per il tramite di ISPRA.

Le modalità per le suddette notifiche sono contenute nel piano di monitoraggio e controllo allegato al presente parere.

Le notifiche ed i rapporti debbono **sempre essere firmati dal Gestore dell'impianto.**

EA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

Il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto, per la successiva valutazione, da parte dell'Autorità Competente della significatività delle modifiche e dell'esigenza eventuale di aggiornare l'autorizzazione ovvero di richiedere al Gestore l'avvio di una nuova procedura di autorizzazione integrata ambientale.

10 Prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi

Sopravvivono, a carico del Gestore, che si intende tenuto a rispettarle, **tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi** che hanno dato origine a autorizzazioni non sostituite dall'autorizzazione integrata ambientale.

11 Salvaguardie finanziarie e sanzioni

Il rilascio dell'AIA comporta l'assolvimento, da parte del Gestore, di obblighi di natura finanziaria. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del Mare, di concerto con il Ministro per lo sviluppo Economico e con il Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano, sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti.

Inoltre, le prescrizioni in materia di rifiuti possono comportare l'obbligo di fidejussioni a carico del Gestore, regolamentate dalle amministrazioni regionali.

L'Autorità Competente, in sede di rilascio dell'AIA stabilisce eventuali prescrizioni di natura finanziaria.

Il quadro sanzionatorio è altresì definito dal decreto legislativo n. 59 del 2005 e dalle norme ambientali vigenti e applicabili all'esercizio dell'impianto.

12 Durata, Rinnovo e Riesame

L'articolo 9 del decreto legislativo n. 59 del 2005 stabilisce la durata dell'autorizzazione integrata ambientale secondo il seguente schema:

Durata AIA	Caso di riferimento	Rif. decreto
5 anni	Casi comuni	Art. 9 comma 1
6 anni	l'impianto risulta certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Art. 9 comma 3
8 anni	impianto registrato ai sensi del regolamento n.	Art. 9 comma 2



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

761/2001/CE (EMAS)

Rilevato che il Gestore dispone per l'impianto di certificazione del sistema di gestione ambientale secondo la norma UNI EN ISO 14001:2004:96, che nell'impianto sono applicate le Migliori Tecniche Disponibili, si propone che l'Autorizzazione Integrata Ambientale abbia una durata di anni 6.

In ogni caso, il Gestore prende atto che, ai sensi dell'art. 9, comma 4 del D. Lgs. 59 del 2005, l'AC procederà al riesame del provvedimento emanato anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale, comunque quando:

- a) l'inquinamento provocato dall'impianto è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento di quest'ultima di nuovi valori limite;
- b) le MTD hanno subito modifiche sostanziali che consentono una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi eccessivi;
- c) la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche e/o modifiche dell'impianto;
- d) nuove disposizioni legislative comunitarie o nazionali lo esigono.

Per quanto concerne la durata, il rinnovo e il riesame dell'autorizzazione ambientale integrata si applica quanto previsto dall'articolo 9 del decreto legislativo n. 59 del 2005 e s.m.i.

13 Autorizzazioni sostituite

L'autorizzazione integrata ambientale sostituisce ad ogni effetto (ai sensi di quanto previsto dall'art. 5, comma 14, del D.Lgs. n. 59/05) ogni altra autorizzazione, visto, nulla osta o parere in materia ambientale previsti dalle disposizioni di legge e dalle relative norme di attuazione, fatte salve le disposizioni di cui al decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334, e le autorizzazioni ambientali previste dalla normativa di recepimento della direttiva 2003/87/CE. L'autorizzazione integrata ambientale sostituisce, in ogni caso, le autorizzazioni di cui all'elenco riportato nell'allegato II al D. Lgs. N. 59/05.

Nel rilascio della presente autorizzazione integrata ambientale il **GI ritiene che le autorizzazioni sostituite**, alla luce di quanto previsto dal combinato disposto dell'art. 5, comma 14 e dell'allegato II del decreto Legislativo n. 59/2005, siano le seguenti:

Estremi atto	Ente	Data rilascio	Scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
Lettera inviata da Api raffineria di Ancona	Ministero dell'Industria, del Commercio e	30/11/1998		DPR 203/88 Art. 17	Emissioni in atmosfera



Commissione Istruttoria IPPC
Parere “api raffineria di ancona S.p.A.”
Sita in FALCONARA MARITTIMA (AN)

		dell' Artigianato				
Autorizzazione n. 8/2006	Provincia di Ancona	20/01/2006		DLgs 22/97 Artt. 27-28	Rifiuti	

D.D. n. 746/2006	Provincia di Ancona	25/07/2006		D.Lgs 152/06 Art. 208	Rifiuti	
Richiesta modifica Autorizzazione n. 8/2006 e D.D. n. 746/2006	Api raffineria	12/06/2006			Rifiuti	
Autorizzazione n. 5/04	Provincia di Ancona	13/01/2004	13/01/2008	D.Lgs 152/06	Scarichi	
Autorizzazione n. 22/06	Provincia di Ancona	25/01/2006	23/07/2006	D.Lgs 152/99	Scarichi	
Istanza di rinnovo dell'autorizzazione allo scarico dell'impianto di demineralizzazione	Api raffineria	05/06/2006		D. Lgs 152/06	Scarichi	



**PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO
RAFFINERIA API DI FALCONARA MARITTIMA**

**IMPIANTO
LOCALITÀ**

**API RAFFINERIA
FALCONARA MARITTIMA**

REFERENTI APAT

**Arc. Liana De rosa
Dr. Fabio Fortuna
Ing. Michele Ilacqua**

DATA DI EMISSIONE

03/02/2010

NUMERO TOTALE DI PAGINE

108

61



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

PREMESSA	4
MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI.....	4
Metodi di misura delle acque di scarico.....	18
Campionamenti delle acque di scarico.....	23
MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA	24
EMISSIONI CONVOGLIATE.....	24
Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate.....	69
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi.....	71
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati.....	73
Disposizioni sulle informazioni da fornire in relazione al metodo di calcolo di inquinanti utilizzati come metodo alternativo alle misure (PEMS predictive emission monitoring system).	73
Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria.....	74
Metodo valutazione emissioni fuggitive (LDAR).....	74
Definizione di perdita.....	75
Definizione di emettitore cronico.....	75
Monitoraggio e tempi di intervento.....	76
MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	76
Impianto TAF.....	77
Controllo del suolo e sottosuolo.....	80
MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	81
Metodo di misura del rumore.....	82
MONITORAGGIO DEI CONSUMI - PRELIEVI IDRICI.....	82
MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI ENERGETICI.....	83
MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI DI COMBUSTIBILI E CHEMICALS.....	83
CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE.....	84
Monitoraggio dell'efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico	86
Monitoraggio dei sistemi di Torcia.....	87
Metodi di misura	88
Flussimetro.....	88
Campionamento del gas (automatico o manuale)	88
Metodi di analisi.....	89
Monitoraggio degli Odori.....	90
Protocollo Odore “sniff-testing”	90
Condizioni generali	90
Punto di valutazione	91
Dati da valutare e registrare	91
CONTROLLO DELL'IMPIANTO DA PARTE DELL'ENTE DI CONTROLLO.....	96
REPORTING.....	97
EVENTI ECCEZIONALI.....	97

El



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

<i>INDISPONIBILITA' DEI DATI DI MONITORAGGIO</i>	97
<i>REPORT ANNUALE</i>	97
DEFINIZIONI.....	97
FORMULE DI CALCOLO.....	99
CONTENUTI DEL RAPPORTO ANNUALE	99
Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale.....	99
Emissioni per l'intero impianto: ARIA.....	100
Emissioni per l'intero impianto: ACQUA	100
Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI	101
Controllo della falda.....	101
Emissioni per l'intero impianto: RUMORE	101
Programma LDAR	101
Programma per il contenimento degli odori.....	101
Consumi specifici per tonnellata di petrolio	101
Torce.....	101
Serbatoi.....	101
Unità recupero zolfo.....	102
Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali	102
Appendice A	103
<i>Metodo di stima VOC</i>	103
Premessa.....	103
Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori.....	103
Perdite dai serbatoi	104
Perdite dai sistemi di carico/scarico prodotti petroliferi	105
Emissioni dai forni, sistemi di blowdown e torce	107
Appendice B	108
Determinazione rendimento di desolforazione	108
Appendice C	109
Determinazione efficienza di rimozione dei VOC.....	109



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo è parte fondamentale ed integrante della autorizzazione integrata ambientale, pertanto il gestore dovrà attuarlo rispettando la frequenza, la tipologia e le modalità dei diversi parametri da controllare. Potranno, su proposta motivata di ISPRA e/o del gestore, essere valutate eventuali proposte di revisione del presente Piano di Monitoraggio e Controllo, o di parte di esso, qualora l'esercizio effettivo dell'impianto lo rendesse necessario.

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

Infine, per i monitoraggi delle immissioni in aria ed in acqua di mare realizzate delle postazioni di rilevamento esterne al sito di raffineria la sorveglianza degli inquinanti dovrà essere concordata con la Regione Marche e l'Arpa Marche.

Per i parametri conoscitivi relativi all'impianto TAF (trattamento acqua di falda) il reporting dovrà essere trasmesso all'Arpa Marche.

MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI

Per lo scarico di processo SP1 (come da tabella 1) recapitante nel corpo idrico Foce del Fiume Esino, dovrà essere garantito il rispetto dei limiti di emissione riportati nell'Autorizzazione Integrata Ambientale. A tal fine devono essere realizzati prelievi di controllo ai pozzetti fiscali rispettivamente allo scarico dell'impianto TAS (SF-Raff1), allo scarico dell'impianto "Demi" (SF-Raff2) e sullo scarico, dopo attivazione e comunicazione delle coordinate, delle acque di sovrapproduzione dell'impianto TAF (SF-Raff4)

Tabella 1- Identificazione scarico

Scarico	Denominazione corpo idrico ricevente	Latitudine	Longitudine
SF-Raff1	Mare Adriatico	492220	4916449
SF-Raff2	Foce del Fiume Esino	492211	4916436
SF-Raff4	Foce del Fiume Esino	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore

Per gli scarichi relativi agli impianti TAS e "Demi" viene fissata una frequenza degli autocontrolli giornaliera sui parametri indicati nelle tabelle 3 e 4. Per lo scarico SF-Raff4 relativo all'impianto TAF, una volta attivato e nelle sole condizioni specificate nell'autorizzazione integrata ambientale, viene fissata una frequenza degli autocontrolli pari alla frequenza di attivazione dello scarico stesso, nella sola condizione di sovrapproduzione di acqua non stoccabile, sui parametri indicati in tabella 4. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

Inoltre, come indicato nell'autorizzazione integrata ambientale sono prescritti, con frequenza mensile, gli autocontrolli sui quattro "fossi" che attraversano la Raffineria Api di Falconara Marittima sui parametri indicati nella tabella 5. I punti di prelievo sui "fossi", indicati in tabella 2, in ingresso-uscita dalla raffineria devono essere comunicati con relativa georeferenziazione prima dell'avvio dei campionamenti.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tabella 2 Punti di prelievo sui “fossi”

Denominazione Fosso	Punti di prelievo Latitudine (ingresso ed uscita dalla raffineria)	Punti di prelievo Longitudine (ingresso ed uscita dalla raffineria)
Fosso Rigatta	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore
Fosso Castellaraccia	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore
Fosso Caserme	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore
Fosso Scolatore	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore

Tabella 3 Parametri da misurare scarico impianto TAS

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Tipo di campione
Unità trattamento acque reflue da impianto TAS					
	Pozzetto fiscale SF-Raffl				
		pH	5,5 ÷ 9,5 u.s.	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Istantaneo
		Nitriti (espressi come azoto)	0,6 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		Campione medio ponderale su 3 ore

El



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	Nitrati (espressi come azoto)	10 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Ammoniaca (come NH ₄)	10 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Flusso	Nessun limite	Misura continua con flussimetro	
	BOD ₅ (espressi come O ₂)	20 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
	COD (espressi come O ₂)	125 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		

41



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	Ferro	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Cromo totale	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Crome VI	0,2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Alluminio	1 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		

4



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	Cadmio	0,02 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Mercurio	0,005 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Manganese	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Selenio	0,03 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		

GA



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

	Vanadio	4 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Solidi sospesi totali	50 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Tensioattivi totali	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		Istantaneo
	Solfiti (come SO ₂)	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		Campione medio ponderale su 3 ore

GA



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	Solfuri	0,6 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Cloruri	1200 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Cianuri	0,1 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Solfati (come SO ₃)	1000 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	AOX (come Cl ₂)	0,1 mg/l (media mensile dei valori giornalieri,)		

El



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	Idrocarburi totali	1,5 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Istantaneo
	BTEX	0,1 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Istantaneo
	Benzene	0,05 mg/l (media mensile dei valori giornalieri,)	Istantaneo
	Benzo[a]pirene	0,01 mg/l (media mensile dei valori giornalieri)	Campione medio ponderale su 3 ore
	MTBE	0,04 mg/l (media mensile dei valori giornalieri,)	Istantaneo
	ETBE	0,04 mg/l (media mensile dei valori giornalieri,)	Istantaneo
	Fenoli Totali	0,4 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Campione medio ponderale su 3 ore

61



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	Fosforo totale (espresso come P)	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		Campione medio ponderale su 3 ore
	Saggio di tossicità acuta	Valutazione dell'accettabilità di un effluente	Verifica trimestrale	Istantaneo

Tabella 4 Monitoraggio dello scarico SF-Raff2 impianto "Demi"

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Tipo di campione
Unità trattamento acque denominato impianto "Demi"					
	Pozzetto fiscale SF-Raff2				
		Flusso	Nessun limite	Misura continua con flussimetro	
		pH	Nessun limite	Misura mensile	Campionamento istantaneo
		Conducibilità elettrica	Nessun limite Si veda quanto riportato in AIA	giornaliera	
		Metalli(Mn, Ni,Pb,Cu,Zn, As)	Nessun limite Si veda quanto riportato in AIA	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
		Azoto ammoniacale			
		Azoto nitrico			
		Azoto nitroso			
		Azoto Totale come N			
		BOD5			
		BTEX (speciati)			
		Cianuri			
		TOC			

Ed



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	Rame	0,5 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Arsenico	0,5 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Piombo	0,2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Nichel	0,5 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		

GA



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

	Cloruri			
	Fenoli			
	Fosforo totale			
	COD (espressi come O ₂)	Si veda quanto riportato in AIA 125 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
	Solidi sospesi totali	Si veda quanto riportato in AIA 50 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Tensioattivi totali	Si veda quanto riportato in AIA 2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		Istantaneo

61



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	Fosforo totale (espresso come P)	Si veda quanto riportato in AIA 2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Campione medio ponderale su 3 ore
	Nitrati (espressi come azoto)	Si veda quanto riportato in AIA 10 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	
	Ammoniaca (come NH ₄)	Si veda quanto riportato in AIA 10 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	

Ed



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	Azoto Totale	Si veda quanto riportato in AIA 25 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Istantaneo
	MTBE	Si veda quanto riportato in AIA 0,04 mg/l (media mensile dei valori giornalieri)	
	ETBE	Si veda quanto riportato in AIA 0.04 mg/l (media mensile dei valori giornalieri)	
	Idrocarburi totali	Si veda quanto riportato in AIA 1,5 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	

Per le acque di sovrapproduzione dell'impianto TAF, in contemporanea fermata dell'impianto IGCC, sono previste le seguenti analisi, come da tabella 5.

Tabella 5 Monitoraggio dello scarico SF-Raff4 da impianto "TAF"

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Tipo di campione
Sistema di trattamento acque di falda impianto TAF					
	Pozzetto fiscale SF-Raff4				

GA



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	COD (espressi come O ₂)	125 mg/l (valore da non superare mai)	Verifica ad attivazione dello scarico [▽] con campionamento manuale/strumentale e ed analisi di laboratorio	Istantaneo
	Solidi sospesi totali	50 mg/l (valore da non superare mai)		
	Tensioattivi totali	2 mg/l (valore da non superare mai)		
	Fosforo totale (espresso come P)	2 mg/l (valore da non superare mai)		
	Nitrati (espressi come azoto)	10 mg/l (valore da non superare mai)		
	Ammoniaca (come NH ₄)	10 mg/l (valore da non superare mai)		
	Azoto Totale	25 mg/l (valore da non superare mai)		
	MTBE	0,04 mg/l (valore da non superare mai)		
	ETBE	0,04 mg/l (valore da non superare mai)		
	Idrocarburi totali	1,5 mg/l (valore da non superare mai)		
	Flusso in uscita	Nessun limite	Misura continua con flussimetro	

Tabella 6 Monitoraggio dei quattro “fossi” che attraversano l’area occupata dagli impianti Api Raffineria

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Tipo di campione
Raffineria Api di Falconara Marittima monitoraggio dei “fossi”[↓] indicati in tabella 2					
	Emissione diffusa che può convogliare acque nei quattro “fossi” che attraversano l’area di stabilimento				
		Conducibilità elettrica a 20°C	In assenza di limite prescritto in AIA il parametro è da intendersi conoscitivo	Verifica mensile con campionamento manuale	Istantaneo
		Idrocarburi totali			
		COD (espressi come O ₂)			

[▽] L’attivazione dello scarico è subordinata alla notifica preventiva all’Autorità di Controllo.

[↓] Il gestore comunicherà, con relativa georeferenziazione, i punti in cui eseguirà il campionamento delle acque. Inoltre si puntualizza che i punti di prelievo, come da prescrizione in autorizzazione, debbono essere due per “fosso” sia in ingresso alla raffineria che in uscita.

GA



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Ammoniaca (espressi come NH ₄)			
	Nitrati (espressi come azoto)			
	MTBE			
	ETBE			

Metodi di misura delle acque di scarico

Nella seguente tabella 7 sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti. Il gestore può proporre all'autorità di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza all'autorità di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Tabella 7 metodi di misura degli inquinanti negli scarichi

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD ₅	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT – IRSA 5120 B1	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a reflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 B1	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.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cromo VI	Metodo APAT-IRSA 3150 C;	Il metodo si basa sullo sviluppo del colore



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	US EPA Method 7196	conseguente alla reazione tra cromo (VI) e difenilcarbazide. Il meccanismo di tale reazione ancora non completamente noto sembra consistere in una riduzione del cromo (VI) a cromo (III) e in una contemporanea ossidazione della difenilcarbazide a difenilcarbazono con conseguente formazione di un composto colorato in rosso-violetto. Il cromo (VI) viene determinato eseguendo le misure di assorbanza alla lunghezza d'onda di 540 nm.
Ferro	EPA Method 236.2 ;Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
Cadmio	EPA Method 213.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Selenio	EPA Method 270.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Alluminio	US EPA Method 202.2; Metodo APAT-IRSA 3050B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Rame	US EPA Method 220.2; Metodo APAT-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con $\text{HNO}_3/\text{H}_2\text{SO}_4$, riduzione ad $\text{As}^{(+3)}$ con cloruro stannoso , riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Manganese	US EPA Method 243.2; Metodo APAT-IRSA 3190 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Piombo	US EPA Method 239.2; Metodo APAT-IRSA 3230 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Vanadio	US EPA Method 286.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite

ed



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

Solfati	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei solfati ed altri anioni
Tensioattivi totali	Tensioattivi non ionici Metodo UNI 1511/1; Tensioattivi anionici Metodo APAT-IRSA 5150	Calcolo da tensioattivi anionici + tensioattivi non ionici
Ammoniaca	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.
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo APAT-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza d'onda di 882 nm.
Azoto totale	Metodo APAT-IRSA 4060; UNI-EN ISO 11905- 1:1998	Il metodo si basa su una preliminare trasformazione di tutti i composti dell'azoto e del fosforo totale, organici ed inorganici, a nitrato ed ortofosfato, rispettivamente, mediante ossidazione con una miscela di perossidisolfato, acido bórico e idrossido di sodio. Poiché per l'ossidazione di composti azotati è necessaria una miscela ossidante alcalina, mentre l'ossidazione dei composti del fosforo deve essere condotta in ambiente acido, la miscela impiegata nel metodo assicura condizioni ottimali di pH (9,7 all'inizio e 5-6 alla fine della reazione) per la trasformazione simultanea dei composti in questione. Dopo l'ossidazione, il contenuto di nitrato nel campione viene determinato misurando l'assorbanza alla lunghezza d'onda di 220 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Solfiti	US EPA Method 377.1, Standard Method (S.M.) No. 4500-SO ₃ B e	Il metodo è basato sull'ossidazione, previa acidificazione, del solfito presente nel

61



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Metodo APAT-IRSA 4150 A	campione in esame mediante una soluzione a concentrazione nota di iodato e ioduro di potassio e successiva titolazione dello iodio in eccesso con tiosolfato. Il punto finale della titolazione viene rilevato utilizzando salda d'amido come indicatore oppure con un metodo elettrometrico.
Solfuri	US EPA Method 376.1, Standard Method (S.M.) No. 4500-S ² -F e Metodo APAT-IRSA 4160 A	Il metodo prevede l'ossidazione dello ione solfuro mediante una soluzione di iodio in presenza di acido cloridrico concentrato. L'eccesso di iodio viene titolato con una soluzione di tiosolfato di sodio. Interferiscono sostanze riducenti che reagiscono con lo iodio come tiosolfati, solfiti e composti organici. L'interferenza può essere rimossa trattando il campione con una soluzione di acetato di zinco (1,5 ml/l di campione) e una soluzione di idrossido di sodio 6 M (1 ml/l di campione) a pH>9. Si ottiene la precipitazione dei solfuri come ZnS, si filtra il precipitato su filtro in fibra di vetro, si recupera il precipitato con acqua e si porta al volume originario del campione.
Cloruri	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei cloruri ed altri anioni.
Cianuri totali	APAT-IRSA 4070; US EPA Method OIA 1677. Dall'analisi della letteratura scientifica si è riscontrato che il metodo APAT-IRSA proposto presenta diverse interferenze. Dal 7 giugno del 1998 EPA ha sviluppato un metodo alternativo US EPA Method OIA 1677 basato su scambio di legante, iniezione in flusso (FIA) e misura amperometrica, che nel caso di matrici complicate, in cui sono presenti complessi del cianuro con metalli, dà risultati migliori in termini di precisione ed accuratezza.	Metodo spettrofotometrico, che prevede la reazione fra il cianuro e la clorammina T a pH inferiore a 8. la successiva reazione del cloruro di cianogeno così ottenuto con piridina dando luogo alla formazione dell'aldeide glutaconica, che con il reattivo pirazolone-piridina forma una sostanza colorata in azzurro che presenta un massimo di assorbimento a 620 nm. <u>Si consiglia l'uso del metodo US EPA OIA 1677</u>
AOX	DIN 38409-H14; ISO 9562:2004	Il metodo determina (usualmente per concentrazione dell'ordine dei 10 microgrammi per litro di acqua) i composti organici del cloro, bromo, e iodio (espressi come cloro) adsorbiti su carbone attivo per analisi diretta. Il

Ed



ISPRA (già APAT)
**Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale**

		cloro inorganico deve essere inferiore ad 1 g/l (o deve essere diluita la soluzione da analizzare).
BTEX	APAT-IRSA 5140; US EPA Method 8021B	Il metodo prevede la determinazione dei solventi organici aromatici in campioni acquosi mediante gascromatografia con rilevatore FID accoppiata a: a) spazio di testa statico (HS); b) spazio di testa dinamico ("Purge & trap").
Benzene	APAT-IRSA 5140; US EPA Method 8021B	Il metodo prevede la determinazione dei solventi organici aromatici in campioni acquosi mediante gascromatografia con rilevatore FID accoppiata a: a) spazio di testa statico (HS); b) spazio di testa dinamico ("Purge & trap").
Fenoli	APAT-IRSA 5070 A2; US EPA Method 420.1	Poichè i composti fenolici in acqua possono essere facilmente ossidati, occorre procedere rapidamente all'analisi del campione. I fenoli (fenolo, cresoli, xilenoli e relativi omologhi e derivati separabili mediante distillazione in ambiente acido) vengono determinati mediante un metodo spettrofotometrico basato sulla formazione nella soluzione acquosa, a $\text{pH}=10\pm0,2$, di un composto colorato in giallo per reazione con la 4-amminoantipirina in presenza di esacianoferrato (III). L'assorbanza del composto viene misurata alla lunghezza d'onda di 510 nm.
MTBE	US EPA Method 524.2	Il metodo è utilizzato, normalmente, per la determinazione dei composti volatili strippabili ("Purge & trap"). Quindi, si può adattare alla determinazione di MTBE ed ETBE. La determinazione è realizzata con gascromatografia con rilevatore spettrometria di massa. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl $\text{pH}<2$.
ETBE	US EPA Method 524.2	Il metodo è utilizzato, normalmente, per la determinazione dei composti volatili strippabili ("Purge & trap"). Quindi, si può adattare alla determinazione di MTBE ed ETBE. La determinazione è realizzata con gascromatografia con rilevatore spettrometria di massa. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl $\text{pH}<2$.
Benzo[a]pirene	APAT-IRSA 5080; US EPA Method 610 e US EPA Method 625	Il campionamento deve essere effettuato in bottiglie di vetro della capacità 1-2 litri. Le bottiglie e i tappi (con sottotappi in teflon)



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

		devono essere risciacquati con acetone e seccati prima dell'uso. I campioni vanno conservati al buio ed in frigorifero a 4°C (è consigliabile effettuare le operazioni di estrazione il più presto possibile e comunque non oltre 48 ore). Il metodo analitico prevede la determinazione quantitativa di alcuni tra i principali IPA in campioni di acque 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.
Nitriti	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitriti ed altri anioni.
Nitrati	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati ed altri anioni.
Conducibilità elettrica	APAT-IRSA 2030	La determinazione della conducibilità elettrica specifica viene effettuata misurando la resistenza elettrica specifica di un campione acquoso mediante un ponte di Kohlrausch. La temperatura a cui si esegue la misura della conducibilità deve essere specificata ed eventualmente riportata alla temperatura prescritta.
Saggio di tossicità acuta con <i>Daphnia magna</i> e/o <i>Daphnia pulex</i>	APAT-IRSA 8020 metodo B (<i>valutazione dell'accettabilità di un effluente</i>); si consiglia altresì di prendere visione del metodo US EPA Test Method 2021.0, "Daphnia pulex and D. magna Acute Toxicity Tests with Effluents and Receiving Waters" in cui sono elencati e descritti in dettaglio tutti i passaggi principali dell'applicazione della metodologia di esecuzione del saggio di tossicità acuta.	Il giudizio di accettabilità del campione in esame viene dato quando al termine delle 24 ore la somma degli organismi immobili dei tre recipienti contenenti il campione in esame, risulta inferiore al 50%; se è pari o superiore al 50% il campione viene giudicato inaccettabile.

I sistemi di misurazione in continuo alle 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 quadrimestrale

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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 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 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 dieci anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

EMISSIONI CONVOGLIATE

I punti di emissione per cui sono fissati limiti di emissione sono riportati nella seguente tabella 8

Tabella 8 Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Capacità MW _{term.}	Latitudine	Longitudine	Altezza m	Diametro m
E-1	Distillazione.atm. Forni riscaldamento carica F-1001 e F-1101	70	4832950.853	2389376.479	60	1,20
E-9	Distillazione.vacuum 1 Forno riscaldamento carica F-1901	12	4832919.919	2389396.314	50	0,66
E-13	Distillazione.vacuum 3 Forno riscaldamento carica F-1401	38	4833145.726	2389238.710	59,5	1,22
E-2	Unità di visbreaking Forno riscaldamento carica F-1801	39	4833032.184	2389191.644	52,6	1,37

61



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

E-3	Unità di Thermal Cracking Forni riscaldamento carica F-1851 e F-1852	70	4833030.764	2389266.432	58	0.89
E-17	Post Combustore 1 Forno F-3751	N.A.	4833208	2389368	40	0,60
E-5	Unità UNIFINING Forni riscaldamento carica F-2501 e F-2502	15	4833186.301	2389092.735	60	0,80
E-6	Unità Platforming Forni riscaldamento carica F-2601, F-2602 e F-2603	33	4833092.414	2389122.589	56,5	0,80
	Unità Idrogeno 1 Forno carica F-3601	52 ¹				
E-7	Unità HDS1 Forno riscaldamento carica F-3101	25	4833071	2389193	55	0,64
E-14	Unità HDS3 Forno riscaldamento carica F-3301	25	4833194.853	2389159.611	54	1,00
	Unità Idrogeno 2 Forno carica F-3651	52 ⁴				
E-10	Unità di produzione Hot Oil Forno riscaldamento carica F-6101	7	4832928	2389402	12,8	0.63

¹ La potenza termica si riferisce ai due forni idrogeno 1 e 2

41



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

ERV01	Unità recupero vapori benzine	N.A.	4833128	2388764	7,5	0.15
ERV02	Unità di recupero vapori bitume	N.A:	4832777	2389632	12	0.15

Sono considerati, dal gestore, poco significative le emissioni convogliate dai camini di: cappa d'aspirazione del laboratorio chimico; caldaia della mensa; camini degli impianti di riscaldamento (2 punti) ; pompe antincendio; compressori; muffole di preriscaldamento impianto recupero zolfo (le muffole sono, comunque, convogliate al camino E-17) e torcia (si sottolinea che nell'ambito del presente PMC la torcia sarà sottoposta a procedura specifica di monitoraggio)



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

UNITA	CMP	END	FLG	PMP	PSV	VLV	Totale
CARBON EXTRACT. U8000			303	7	8	147	465
CARICO BITUME U7200			300	4		115	419
COMPRES. Gas U3500	1		372	6	12	116	507
DEISOES. U3400		4	131	9		48	192
DEP. NAZIONALE	1		774	10		167	952
DISTRIB. HOT OIL			152	2		60	214
DS3 B U3350	1	4	1.198	11	5	420	1.639
DS1 U3100	4	3	577	12	1	221	818
DS2 U3200		1	518	13		237	769
DS3 U3300		10	1.036	19	11	412	1.488
GASSIFIC. U8000			102	6	2	55	165
IDROGENO 1 U3600		137	706		9	327	1.179
IDROGENO 2 U3650	1	152	1.239	1	15	433	1.841
ISOMER. U2800		1	388	9	1	201	600
UNIFINING U2500	2	69	936	15	1	412	1.435
NAPHTA SPLITTER U 2100			195	4		66	265
PENSILINE GPL			47			18	65
PLATFORMING U2600	1	7	680	19		272	979
RECONTACTING U2550			18	1		9	28
RECUP. ZOLFO U3850			142	4	1	50	197
RERUN ESANO U2200			158	4		53	215
RIG. DEA U3700			67	1		29	97
SIF			846	20	37	151	1.054
SPLITTER C3/C4 U2700			152	2		65	219
SRU U3750			122			57	179
THERMAL CRACKING U1850			707	7		260	974
TOPPING 1 U1000		76	1.682	34	11	691	2.494
VACUUM 1 U1900			1.397	18	8	490	1.913
VACUUM 3 U1400		6	1.079	23		403	1.511
VISBREAKING U1800			1.448	23	6	510	1.987
SALA POMPE GPL			370	8		142	520
SALA POMPE TER. TERRA			314	20		83	417
SALA POMPE C			157	12		60	229
SALA POMPE A			111	8		27	146
SALA POMPE A1			156	6		61	223
SALA POMPE IGCC			122	6		29	157
Totale complessivo	11	470	18.702	344	128	6.897	26.552

Legenda: CMP: compressori, END: fine linea, FLG: flange, PMP: pompe, PSV: valvole di sicurezza, VLV: valvole

Tabella 9 – Riepilogo delle 26.532 sorgenti, catalogate, di emissioni fuggitive-Programma LDAR

GA



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

TK	Capacità	Diametro	Profondità	H max del liquido	H media del liquido	Volume max di carico	Riscaldato (sì/no)	Colore TK	Colore tetto	Stato generale esterno (buono/mediocre)	Condizione del tetto	Tipo di tetto (conico/occupato)	H Tetto	Contenuto del TK
TK	m3	mt	mt	mt	mt	m3							mt	
16	1202	9,5	17	16,35	10	158	s	grigio topo	grigio topo	suff	mediocre	conico	0,59	gasolio
17	1202	9,5	17	16,35	10	158	s	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	0,59	gasolio
18	1202	9,5	17	16,35	10	158	s	grigio topo	grigio topo	suff	mediocre	conico	0,59	gasolio
19	1202	9,5	17	16,35	10	158	s	grigio topo	grigio topo	suff	suff	conico	0,59	gasolio
20	1202	9,5	17	16,35	10	158	s	grigio topo	grigio topo	suff	suff	conico	0,59	gasolio
21	1202	9,5	17	16,35	10	158	no	grigio topo	grigio topo	suff	suff	conico	0,59	gasolio
39	9976	24	21,83	18,5	13,24	8565	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,49	carica IGCC
39	3876	24	21,83	18,5	12,55	8565	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,49	carica IGCC
42	4354	20	13,87	12,54	1,04	3538	no	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,24	gasolio leggero per carica HDS
43	4354	20	13,87	12,54	9,85	3538	no	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	1,24	gasolio pesante per carica HPTC
116	1230	11,62	11,6	10,73	7,78	1137	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	0,72	olio combustibile B12
118	1230	11,62	11,6	10,73	8,12	1137	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	0,72	olio combustibile ATZ
136	1021	11,4	10	9,4	5,51	959	s	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	0,71	bitume
137	1021	11,4	10	9,4	6,25	959	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	0,71	bitume
144	462	7	12	10,83	7,04	417	s	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	conico	0,43	bitume
145	1225	11,4	12	11,4	7,69	1163	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	0,71	bitume
146	5598	18	22	20,95	10,23	5228	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,12	carica bitume
147	5598	18	22	21,55	15,08	5481	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,12	olio combustibile BTZ
148	5598	18	22	21,24	13,53	5402	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,12	gasolio pro IGCC
149	5598	18	22	21,18	6,37	5587	s	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	1,12	gasolio ril. ex alma
166	8131	21,5	22,5	21,7	14,83	7674	s	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	1,33	bitume
167	8131	21,5	22,5	21,71	17,14	7678	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,33	bitume
171	10179	24	22,5	21,86	15,77	9684	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,49	bitume
172	10179	24	22,5	21,78	15,48	9648	s	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	conico	1,49	bitume
173	10179	24	22,5	21,88	18,6	9538	s	grigio topo	grigio topo	mediocre	discreto	conico	1,49	carica IGCC
174	10179	24	22,5	21,88	20,38	9693	s	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	1,49	carica IGCC
177	3396	15,5	18	17,44	9,26	3289	s	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	0,96	carica OS: distillati medi
178	3396	15,5	18	17,4	13,19	3282	s	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	0,96	gasolio ATZ
203	10179	24	22,5	21,72	19,07	9821	s	grigio topo	grigio topo	mediocre	discreto	conico	1,49	carica bitume
204	10179	24	22,5	21,86	5,71	9884	no	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	1,49	gasolio
205	10179	24	22,5	21,71	12,49	9816	s	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	1,49	olio combustibile BTZ
207	10179	24	22,5	21,64	13,34	9785	s	grigio topo	grigio topo	mediocre	buono	conico	1,49	carica bitume
208	10179	24	22,5	21,71	8,92	9816	no	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	1,49	gasolio
251	1995	11,27	20	19,34	14,86	1528	s	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	0,70	bitume
252	1995	11,27	20	19,37	12,81	1531	s	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	0,70	bitume
253	1998	11,27	20	19,18	13,21	1512	s	grigio topo	grigio topo	non ispez.	non ispez.	conico	0,70	bitume
322	9981	24,6	21	20,32	13,37	9653	no	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	1,53	gasolio
325	9981	24,6	21	20,46	13,43	9720	no	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	conico	1,53	gasolio
326	40715	48	22,5	21,85	15,69	39519	s	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	2,98	olio combustibile ATZ
327	40715	48	22,5	21,66	7,79	39175	no	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	conico	2,98	gasolio
328	30030	42,7	21	20,23	8,5	28365	no	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	conico	2,65	carica OS: distillati medi
402	788	8	16	14,05	8,62	796	s	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	0,50	gasolio ATZ pro IGCC

Dettaglio Vertical Fixed Roof Tanks Dati 2005.

Tabella 10 Serbatoi a tetto fisso presenti nel sito Api

GA



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

TK	Diametro	V di max carico del TK	Colore TK	Colore tetto	Stato generale esterno (buono/mediocre)	Stato generale interno (pessimo di sufficienza)	Condizione del tetto buono/mediocre	Caratteristiche del tetto	Tipo di TK (saldato/riunito)	Tipo di sistema primario	Sistema secondario (sì/no)	Contenuto del TK
TK	mt	m3										
12	7,9	670	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	buono	double deck	saldato	meccanico	sì	benzina senza Pb
14	7,9	669	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	buono	double deck	saldato	meccanico	sì	benzina senza Pb
23	8	660	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	sì	benzina senza Pb
24	8	661	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	discreto	double deck	saldato	meccanico	sì	benzina senza Pb
27	24	12384	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	sì	MTBE
28	24	6748	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	sì	virgin naphtha/benzina semilav
40	39,3	13588	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	sì	Gasolio
41	39,3	14093	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	buono	pontoon	saldato	meccanico	sì	Gasolio
47	20,4	3708	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	buono	pontoon	saldato	meccanico	sì	carica platforming
48	54,9	4700	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	mediocre	pontoon	saldato	meccanico	no	carica bitume
49	54,9	12954	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	sì	virgin naphtha
50	39,3	12840	grigio topo	grigio topo	buono	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	sì	benzina senza Pb (TK polimere)
51	39,3	13453	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	sì	benzina senza Pb
52	39,3	12148	grigio topo	grigio topo	buono	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	sì	benzina senza Pb
53	42,7	13283	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	sì	benzina senza Pb
54	67,1	4537	grigio topo	grigio topo	mediocre	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	no	residuo primario
55	65,3	15819	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	no	Greggio
56	85,3	5159	grigio topo	grigio topo	buono	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	no	Greggio
59	85,3	3768	azzurro	azzurro	discreto	buono	discreto	double deck	saldato	meccanico	no	Greggio
60	54,9	10360	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	sì	Benzina senza Pb
61	96	4952	azzurro	azzurro	buono	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	sì	Greggio
62	96	11828	azzurro	azzurro	buono	ottimo	buono	double deck	saldato	meccanico	sì	Greggio
128	12,2	711	grigio topo	grigio topo	buono	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	no	residui (stops)
140	14,6	1495	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	sì	Benzina senza Pb
141	18,3	1884	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	discreto	double deck	saldato	meccanico	sì	MTBE
142	18,3	2234	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	buono	double deck	saldato	meccanico	sì	Benzina senza Pb
143	18,3	1498	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	sì	Benzina senza Pb
213	20	4943	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	discreto	pontoon	saldato	meccanico	sì	gasolio carica HDS
214	20	4373	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	discreto	pontoon	saldato	meccanico	sì	gasolio carica HDS
215	17	3470	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio ATZ
216	17	3556	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio agricolo
217	17	2568	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio agricolo
218	17	3510	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	discreto	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio agricolo
219	17	3486	grigio topo	grigio topo	buono	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio ATZ
220	17	1508	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	discreto	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio ATZ
334	41,2	26702	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	sì	gasolio
336	26	5474	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	no	carica Thermal Cracking

Dettaglio Floating Roof Tanks: dati 2005

Tabella 11 Serbatoi a tetto flottante presenti nel sito Api

Su ognuno dei punti riportati in tabella 8 devono essere presenti due prese campione ad angolo di 90 gradi (per ciascuno dei camini principali indicati nella stessa tabella), del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e, per ogni presa, deve essere prevista una controflangia con foro filettato 3" gas. Tali prese devono stare ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Deve, altresì, essere presenti una piattaforma di lavoro provvista di una copertura continua antiscivolo di tipo rimovibile.

La piattaforma deve avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m² e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché una presa telefonica per contattare la sala controllo.

Il punto di prelievo deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa.

I punti di prelievo sui camini devono essere dotati di dispositivi per il trasporto dell'attrezzatura di misura, con portata fino a 300 kg ed adatti a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 m.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle successive tabelle 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 e 20

Nelle tabelle 9, 10 e 11 sono riportate le sorgenti note e dichiarate dal gestore di emissioni fuggitive che saranno sottoposte al programma di LDAR o a verifica funzionale delle tenute e dei fondi sui serbatoi. La frequenza degli autocontrolli è specificata sia nella successiva tabella 24 per le emissioni fuggitive dai dispositivi di movimentazione fluidi (programma LDAR) sia nelle tabelle di verifica procedurizzata delle tenute e dei fondi dei serbatoi di stoccaggio del greggio e dei prodotti ed intermedi idrocarburici (tabella 32).

Il gestore può proporre entro 120 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo, motivando, una tempistica di applicazione del programma LDAR diversa, purché garantisca che la stessa sia in grado di limitare le emissioni di VOC (con particolare riguardo per le sostanze riconosciute cancerogene), dai componenti con maggiore probabilità di rilascio, con un'efficacia pari o superiore a quanto l'Ente di controllo ha proposto.

Tabella 12 Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera ai camini E-1, E-9 e E-13

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità distillazione greggio ed intermedi					
Forni di distillazione atmosferica recapitante nel camino E-1					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Utilizzo di Olio Combustibile Denso		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
		Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H ₂ S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria)	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-1 Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale

61



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria)	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-1
	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espresso come NO ₂)	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di NO _x con SMC al E-1
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffinaria)	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	IPA	0,1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-1	Registrazione su file dei risultati
	Ni (resp + insolubile)	0,5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-1	Registrazione su file dei risultati

61



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Cr, Cu e V	5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-1	Registrazione su file dei risultati
	Zn, Pb, Hg, As, Cd e Se	In assenza di limite prescritto in AIA il parametro è da intendersi conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-1	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-1	Registrazione su file dei risultati
Forni di distillazione vacuum 1 e 3 recapitanti nei camini E-9 ed E-13				
	Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
	Parametro operativo	Utilizzo di Olio Combustibile Denso		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
	Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
	Parametro operativo (dopo installazione e dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati

GA



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) ai, E-9 e E-13. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale
		Misura della portata del GdR ai forni		Calcolo di SO ₂ dai dati di concentrazione di H ₂ S ai E-9 e E-13 per i forni i cui camini non sono dotati di misuratore continuo di SO ₂
	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H ₂ S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo

GA



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico	Misurazione di CO con SMC ai E-9 e E-13
	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) espressi come NO ₂ il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di NO _x con SMC ai E-9 e E-13. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale.

Ep



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	IPA	0,1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio ai E-9 e E-13	Registrazione su file dei risultati
	Ni (resp + insolubile)	0,5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio ai E-9 e E-13	Registrazione su file dei risultati
	Cr, Cu e V	5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio ai E-9 e E-13	Registrazione su file dei risultati

GA



ISPRA (già APAT)
Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	Zn, Pb, Hg, As, Cd e Se	In assenza di limite prescritto in AIA il parametro è da intendersi conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio ai E-9 e E-13	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio ai E-9 e E-13	Registrazione su file dei risultati
Perdite dalle connessioni dalle Unità 1000, 1900 e 1400				
	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle tre unità. Unità 1000 sorgenti 2494; unità 1400 sorgenti 1511; unità 1900 sorgenti 1913	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.

Tabella 13 Camino E-5

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità di Unifining e compressione gas					
Forni recapitanti nel camino E-5					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Utilizzo di Olio Combustibile Denso		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati

61



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-5. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³
	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H ₂ S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo

6



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-5
	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espressi come NO ₂) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di NO _x con SMC al E-5
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	IPA	0,1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-5	Registrazione su file dei risultati
	Ni (resp + insolubile)	0,5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-5	Registrazione su file dei risultati

G



ISPRA (già APAT)
Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	Cr, Cu e V	5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-5	Registrazione su file dei risultati
	Zn, Pb, Hg, As, Cd e Se	In assenza di limite prescritto in AIA il parametro è da intendersi conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-5	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-5	Registrazione su file dei risultati
Perdite dalle connessioni dalle Unità 2500 e 3500				
	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle due unità. Unità 2500 sorgenti 1435;. Unità 3500 sorgenti 507	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.

Tabella 14 Camino E-17

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Unità di trattamento e recupero dello zolfo					
Forni e sfiati recapitanti nel camino E-17					
	Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria			Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
	Parametro operativo	Utilizzo di Olio Combustibile Denso			Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate

41



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
	Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
	Parametro operativo	Temperatura nel forno di post-combustione	Misura continua	Registrazione su file del valore medio orario
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
	H ₂ S nel Gas acido in ingresso al Claus	Efficienza minima di riduzione dello zolfo pari a 99,5%	Misura continua	Misura di H ₂ S con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) posta sul collettore di adduzione al Claus
	H ₂ S al camino E-17	5 mg/Nm ³ (media mobile dei valori orari calcolata nelle 24 ore). Efficienza minima di riduzione dello zolfo pari a 99,5%	Misura continua	Misura di H ₂ S con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al camino E-17
	NH ₃ al camino E-17	In assenza di limite prescritto in AIA il parametro è da intendersi conoscitivo	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-17. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale

61



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di H ₂ S con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-17. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale
	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-17



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espressi come NO ₂) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di NO _x con SMC al E-17
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA (già APAT)
Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	IPA	0,1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-17	Registrazione su file dei risultati
	Ni (resp + insolubile)	0,5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-17	Registrazione su file dei risultati
	Cr, Cu e V	5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-17	Registrazione su file dei risultati
	Zn, Pb, Hg, As, Cd e Se	In assenza di limite prescritto in AIA il parametro è da intendersi conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-17	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-17	Registrazione su file dei risultati
Perdite dalle connessioni dalle Unità 3700, 3750 e 3850				
	VOC, Sostanze organiche e H ₂ S	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle due unità. Unità 3850 sorgenti 197; unità 3750 sorgenti 179; unità 3700 sorgenti 97.	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.

Tabella 15 Camini E-2 ed E-3

Ed



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Unità di cracking					
Forni di visbreaking recapitanti nel camino E-2					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
		Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
		H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
		SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-2. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³

41



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	H ₂ S	5 mg/Nm³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H₂S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	CO	100 mg/Nm³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-2

61



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espressi come NO ₂) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di NO _x con SMC al E-2
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

Forni di thermal cracking e HPTC recapitanti nel camino E-3				
	Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
	Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
	Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura continua	Misura di H ₂ S con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) posta sul collettore di adduzione ai forni alimentati con GdR.
	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al, E-3. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³

El



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	H ₂ S	5 mg/Nm³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H₂S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	CO	100 mg/Nm³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico	Misurazione di CO con SMC al E-3



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) espressi come NO ₂ il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di NO _x con SMC al E-3. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ³ .
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico	Misurazione di PTS con SMC al E-3
Perdite dalle connessioni dalle Unità 1800 e 1850				

64



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle due unità. Unità 1800 sorgenti 1987; unità 1850 sorgenti 974.	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.
--	-------------------------------	---	---	--

Tabella 16 Camini E-7 ed E-14

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Unità di desolforazione gasoli					
Forni del HDS1 recapitanti nel camino E-7					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
		Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
		H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
		SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E- 7. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

		Misura della portata del GdR ai forni		Calcolo di SO ₂ dai dati di concentrazione di H ₂ S al E-7 per i forni i cui camini non sono dotati di misuratore continuo di SO ₂
	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di H ₂ S con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al camino E-7
	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo.
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-7

GA



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espressi come NO ₂) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di NO _x con SMC al E-7
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo

GA



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

Forni di HDS3 e idrogeno 2 recapitanti nel camino E-14				
	Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
	Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
	Parametro operativo (dopo installazione e dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-3. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³
		Misura della portata del GdR ai forni		Calcolo di SO ₂ dai dati di concentrazione di H ₂ S al E-14 per i forni i cui camini non sono dotati di misuratore continuo di SO ₂

61



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

	H ₂ S	5 mg/Nm³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H₂S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	CO	100 mg/Nm³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico	Misurazione di CO con SMC al E-14

GA



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) espressi come NO ₂ il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di NO _x con SMC al E-14. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ³ .
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria)	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
Perdite dalle connessioni dalle Unità 1100, 3300, 3350 e 3650				
	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle due unità. Unità 1100 sorgenti 818; unità 3300 sorgenti 1488; unità 3350 sorgenti 1639; unità 3650 sorgenti 1841;	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.

61



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tabella 17 Camino E-6

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Unità di platforming, idrogeno 1, splitter benzine e splitter C3/C4					
Forni del platforming e di idrogeno 1 recapitanti nel camino E-6					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
		Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
		H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
		SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-6. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³
			Misura della portata del GdR ai forni		Calcolo di SO ₂ al E-6 dai dati di concentrazione di H ₂ S per i forni i cui camini non sono dotati di misuratore continuo di SO ₂

GA



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H ₂ S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA. il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-6
	NO _x	250 mg/Nm³ (bolla di raffineria espressi come NO₂) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO_x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di NO_x con SMC al E-6

GA



ISPRA (già APAT)
**Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale**

	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	Diossine/Furani ²	In assenza di limite prescritto in AIA il parametro è da intendersi conoscitivo	Una verifica nel corso di validità del presente piano o ad ogni sostituzione del catalizzatore con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati
	Benzene ⁷	Parametro conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati

² La misura dei parametri diossine, acido cloridrico e benzene al camino E-6 deriva dalla necessità di conoscere l'influenza della fase di rigenerazione del catalizzatore del Platforming sulle emissioni. Tale operazione consiste in : depressurizzazione dell'unità; flussaggio con gas; combustione del coke depositato sul catalizzatore ; e riattivazione del catalizzatore. Ognuna delle fasi ha una probabile incidenza sull'emissione si ammette, quindi, che la realizzazione dei campionamenti debba essere : 1) fase di depressurizzazione e flussaggio campionamento del Benzene; 2) fase di coke burn-off e riattivazione campionamento HCl e diossine. In particolare , il campionamento dell'acido cloridrico deve essere fatto non prima della prima ora o dopo la sesta ora del ciclo di rigenerazione (i tempi sono tipici di un ciclo di riattivazione semi-rigenerativo)



ISPRA (già APAT)
Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	HCl ⁷	In assenza di limite prescritto in AIA il parametro è da intendersi conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati
Perdite dalle connessioni dalle Unità 2100, 2600, 2700 e 3600				
	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle quattro unità. Unità 2100 sorgenti 265; unità 2600 sorgenti 979; unità 2700 sorgenti 219; unità 3600 sorgenti 1179.	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.

Tabella 18 Camino E-10

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità di Hot Oil					
Forno del sistema hot oil recapitanti nel camino E-10					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
		Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
		H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-10. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³
		Misura della portata del GdR ai forni		Calcolo di SO ₂ al E-10 dai dati di concentrazione di H ₂ S per i forni i cui camini non sono dotati di misuratore continuo di SO ₂
	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo

68



ISPRA (già APAT)
***Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale***

	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di CO con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al camino E-10
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-10
	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espressi come NO ₂) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo

Ed



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
Perdite dalle connessioni dalla distribuzione dell'Hot oil				
	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle unità di distribuzione dell'hot oil Unità 6100 sorgenti 214.	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.

Tabella 19 – Sala pompe (programma LDAR)

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Sala pompe di : GPL, A, A1, C e Ter. Terra					
	Perdite dalle connessioni nelle sale pompe e dalle tenute delle pompe				



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle sale pompe di distribuzione fluidi Sala Pompe GPL sorgenti 520. Sala Pompe A sorgenti 146 Sala Pompe A1 sorgenti 223 Sala Pompe C sorgenti 229 Sala Pompe ter.terra sorgenti 417.	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni
--	----------------------------	--	---	--

Tabella 20 Unità di caricamento prodotti

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Unità di caricamento prodotti petroliferi aree: SIF, pensiline GPL, deposito nazionale e carico bitumi					
Punti di emissione convogliata carico benzine (ERV01) e bitumi (ERV02)					
		Parametro operativo (dopo installazione del misuratore di portata)	Portata dei fumi ad ognuno dei camini . Installazione della strumentazione entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati. Utilizzo per il calcolo dell'efficienza di abbattimento
		VOC nel Gas in ingresso al sistema di assorbimento vapori pensiline di carico bitumi e benzine	Efficienza minima di riduzione dello zolfo pari a 95%. Installazione della strumentazione entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua	Misura di VOC con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) posta sul collettore di adduzione al l'assorbitore vapori

GP



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	VOC nel Gas in uscita al sistema di assorbimento vapori pensiline di carico bitumi e benzine	Efficienza minima di riduzione dello zolfo pari a 95%. Installazione della strumentazione entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua	Misura di VOC con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) posta sul collettore di uscita all'assorbitore vapori
	VOC carico benzine	10 g/Nm ³ Installazione della strumentazione entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua	Misura di VOC con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) posta sul collettore di uscita all'assorbitore vapori al carico benzine
Perdite dalle connessioni delle unità SIF, pensiline GPL, deposito nazionale e carico bitumi				
	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle aree di caricamento prodotti petroliferi Pensiline GPL sorgenti 65. Area SIF sorgenti 1054 Deposito naz. sorgenti 952 Carico bitumi sorgenti 419	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni

I sistemi di misurazione in continuo delle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma **UNI EN 14181** sulla assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura.

I sistemi di calcolo in continuo delle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla parte applicabile della norma **UNI EN 14181** sulla assicurazione di qualità dei sistemi automatici di calcolo.

Il gestore deve avere sempre disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazione paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Nel caso in cui, a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo manchino misure di uno o più inquinanti, dovranno essere attuate le seguenti misurazioni:

1. per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento degli apparati di depurazione
2. dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere eseguita una misura discontinua, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per ossidi di azoto, SO₂, polveri, VOC (ai soli camini delle pensiline di carico benzine e bitume) e monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue. Il gestore deve notificare all'Autorità di Controllo l'evento.
3. dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per gli stessi inquinanti riportati al punto 2.
4. Per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione dei sistemi di misurazione e di calcolo in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'Autorità Competente e dell'Ente di Controllo

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e 101,3 kPa. Inoltre, debbono essere normalizzati al 3 % di ossigeno nel caso di utilizzo di Gas di raffineria e/o gas naturale ed al 3% di ossigeno per OCD. Per la normalizzazione, quindi, sono previste le misurazioni, in continuo, sui camini di **Ossigeno, Pressione, Temperatura e Vapor d'acqua** (dove richiesto dal metodo)

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre concordato con l'Ente di Controllo

Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

La seguente tabella 21 elenca, dove disponibili, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse ai camini della raffineria. Nel caso di mancanza di standard internazionali e nazionali si raccomanda di utilizzare strumentazione con principi di misura che siano già ampiamente sperimentati e che diano, sia in termini di qualità del dato sia in termini di affidabilità di utilizzo, **estesa garanzia** di prestazioni. E' possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi indicati in tabella 21 o con i metodi di riferimento

Tabella 21 - Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
E-1, E-2, E-3, E-5, E-6, E-7, E-9, E-10, E-13, E-14, E-17.	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 22
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 22
	Flusso	ISO 14164

GA



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
NO _x	UNI 10878, ISO 10849
CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
VOC	UNI EN 13526
SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
Polveri totali	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: UNI EN 13284-2. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi strumentali continui si segnalano i metodi a trasmissione ottica (opacimetri), i metodi a diffusione di luce ed i metodi con prelievo isocinetico, filtrazione e misurazione dell'attenuazione dei raggi β .
H ₂ S	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: US EPA Method 15. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi strumentali continui si segnalano i metodi gas cromatografici con detector opportuno, i metodi elettrochimici e fluorescenza UV (per gli ultimi due si deve prevedere un opportuno sistema di condizionamento, purificazione e conversione del campione).

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 22 seguente. Ad ogni verifica annuale del sistema di misura in continuo dovrà essere eseguita una prova di verifica delle letture degli strumenti di misura di temperatura e pressione per confronto con strumenti di riferimento e/o calibrati contro strumenti di riferimento. La prova sarà considerata superata se la differenza delle letture è inferiore a $\pm 2\%$ del riferimento.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tabella 22 - Caratteristiche minime della strumentazione per misura in continuo di temperatura e pressione

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

Ad ogni verifica annuale del sistema di misura in continuo dovrà essere eseguita una prova di verifica delle letture degli strumenti di misura di temperatura e pressione per confronto con strumenti di riferimento e/o calibrati contro strumenti di riferimento. La prova sarà considerata superata se la differenza delle letture è inferiore a $\pm 2\%$ del riferimento. Nel caso di non superamento della prova di verifica gli strumenti dovranno essere tarati in laboratorio.

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

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

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

Norma UNI EN 10169:2001 - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni quattro mesi.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO_2 e NO_2 . Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

Norma UNI EN 14791:2006 per SO_2

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di IPA Allegato 3 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

GA



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

Norma UNI EN 1911-1,2,3:2000 per HCl ai sensi del DM 25-08-00

Norma UNI EN 13526 per i VOC

Norma ISO 11338-1,2 per gli IPA campionamento isocinetico e determinazione con HPLC o GCMS

Norma US EPA Method 15 per H₂S in flussi gassosi convogliati. Il metodo è una GC/FPD (gas cromatografia con rilevatore a foto-ionizzazione) ed è sviluppato per la determinazione di COS H₂S e CS₂. Può essere applicato quindi ai flussi gassosi convogliati dagli impianti di post-combustione del gas di coda per la determinazione del solo acido solfidrico fino ad una concentrazione di 0,5 ppm.

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

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

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

Norma UNI EN 13284-1:2003 per le PTS

Norma UNI EN 13211:2003 per l'analisi del mercurio totale

Norma UNI EN 14385:2004 per l'analisi dei metalli in traccia di As, Cd, Cr, Co, Te, Mn, Ni, Pb, Sb, e V

Norma US EPA method 29 per la determinazione di Se e Zn.

Norma UNI EN 1948 : 2006 parte 1,2 e 3 per le diossine in flussi gassosi convogliati

Norma UNI EN 13649:2002 per la determinazione del benzene in flussi gassosi convogliati.

Norma US EPA method CTM-027 (formalmente Method 206) per l' ammoniaca (campionamento isocinetico) o **US EPA method 26** (campionamento non in isocinetismo, i gorgogliatori riempiti con H₂SO₄ determinazione dello ione ammonio in cromatografia ionica, possibili interferenze da ioni ammonio eventualmente presenti nel flusso gassoso)

Per il Ni respirabile ed insolubile, non esistendo nessuna norma a carattere internazionale, è utilizzabile la metodica sviluppata da ENEL sigla ENEL PIN/SPL UML Piacenza. Tale norma è stata sviluppata dalla ISO 7708-1995 che definisce la frazione di massa del particolato inalato che penetra le vie aeree non ciliate. Il metodo prevede un campionamento con sonda costituita da un ciclone, che separa la frazione con diametro aerodinamico equivalente superiore a 4,25 mm, seguito da un filtro di porosità 0,3 mm in fibra di quarzo che trattiene la frazione d'interesse. (tra 4,25 mm e 0,3 mm). La determinazione del Nichel è eseguita previa eluizione con soluzione di ammonio acetato/acido nitrico a pH 4,4 in bagno ad ultrasuoni per 60 minuti. Sul residuo di eluizione si effettua una digestione totale con miscela acido nitrico/acido fluoridrico. La determinazione è eseguita al ICP-MS.

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

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati

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.

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 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 (pressione, 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 e 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 delle emissioni in aria devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

Disposizioni sulle informazioni da fornire in relazione al metodo di calcolo di inquinanti utilizzati come metodo alternativo alle misure (PEMS predictive emission monitoring system).

Il gestore deve fornire entro 120 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo:

- una descrizione generale del software e dell'hardware che costituiscono le parti fondamentali del sistema di calcolo PEMS che includa, anche, il costruttore, il tipo di computer, il fornitore(i) del software, le tecniche di monitoraggio (esempio :metodo di correlazione tra emissione e parametro misurato). Potrà, il gestore, se appropriato, produrre la letteratura tecnica eventualmente fornita dal fornitore del sistema corredata da eventuali referenze su altre applicazioni .
- la lista di tutti gli elementi misurati che sono utilizzati per la correlazione (esempio: altri inquinanti, altri parametri come l'ossigeno, parametri di processo ecc);
- l'indicazione, su un P&ID, di tutti i punti in cui si attuano le misure utilizzate per le correlazioni (esempio: punti di sfianto, camini, posizione dei punti in cui si misurano i parametri di processo ecc)
- un P&ID in cui siano evidenziati in modo univoco i sistemi di misura utilizzati dal PEMS distinti (anch'essi presenti nello stesso diagramma) dagli strumenti di misura non utilizzati al fine della correlazione e, presenti sugli stessi impianti;
- un elenco descrittivo dei sensori e metodi analitici utilizzati (esempio: tipo di termocoppie, tipo di misuratori di flusso ecc);
- una descrizione dettagliata dei sistemi di acquisizione e trattamento dei dati inclusi i metodi di calcolo (esempio: parametri che sono registrati, frequenza di misura, tempi di mediazione ecc);
- l'elenco delle procedure di verifica del dato e l'elenco dei messaggi d'errore.

Il gestore deve, altresì, fornire:

- i dati e la descrizione dei test di laboratorio e/o di campo con cui ha sviluppato le correlazioni (esempio: verifica delle interferenze, piano di verifica della correlazione, range di calibrazione degli strumenti);



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- le formule di correlazione ed i dati a supporto (esempio: dati dei test di correlazione, analisi di sensibilità, grafici tra i valori predetti e quelli misurati ecc);
- i risultati pregressi dei controlli in campo, prodotti da laboratori terzi, per la verifica delle performance del sistema di calcolo nel campo di applicazione previsto;
- i dati che consentano di valutare l'abilità del PEMS di individuare valori anomali forniti dai sensori che potrebbero influenzare la determinazione del parametro calcolato;
- i dati che dimostrino la capacità del PEMS di individuare i valori anomali forniti dai sensori, contemplando anche il caso di valori corretti automaticamente dal sistema dovuti a valori misurati mancanti per indeterminazione dei sensori di misura stessi, che potrebbero dare un eccessivo drift ($> 20\%$) del valore calcolato;
- le procedure, se differenti dai metodi sviluppati nella norma EN 14181 [solo per la parte giudicata dal gestore (QAL 2, QAL 3 e AST) applicabile anche al sistema di calcolo PEMS], per l'assicurazione ed il controllo di qualità del sistema di calcolo.

Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria

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

Norma ASME MFC-7M-1987 (Reaffirmed 1992), Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles o **Norma ASME MFC-4M-1986** (Reaffirmed 1990), Measurement of Gas Flow by Turbine Meters. I metodi sono equivalenti nella valutazione del flusso di gas alimentato e possono essere utilizzati indifferentemente. Il gestore deve garantire che le misure di flusso al fine della determinazione indiretta ai camini di SO_2 , dove utilizzata in alternativa, siano caratterizzate da un'incertezza di $\pm 20\%$. A tal fine il gestore deve calibrare ogni sei mesi i dispositivi di misura e conservare il rapporto di calibrazione per almeno dieci anni.

Per la determinazione della composizione del gas di raffineria si raccomanda l'uso della seguente norma:

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. La norma è utilizzabile per la valutazione della composizione del gas di raffineria al fine del calcolo dei volumi emessi in combustione (portate volumetriche). Si precisa che il numero di campionamenti da realizzare nel corso dell'anno deve essere funzione della variabilità della composizione. Comunque non potrà essere inferiore a un campione mensile.

Infine, per la determinazione continua del solfuro d'idrogeno nel gas di raffineria si raccomanda l'uso di: **Norma ASTM D4084-94** per la determinazione in continuo di H_2S nel gas di raffineria

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.

Metodo valutazione emissioni fuggitive (LDAR)

Il gestore deve sviluppare entro 12 mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo un programma scritto di LDAR ed un database che contengano:

- a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20°C ;



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- 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" di X giorni 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 l'individuazione delle perdite dai componenti inclusi nel programma
- d) procedure per includere nel programma nuovi componenti
- e) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "emettitori cronici".
- f) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio
- g) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati
- h) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR
- i) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti
- j) le procedure di QA/QC.

Definizione di perdita

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm_{volume} espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella 23 e determinata con il metodo US EPA method 21.

Tabella 23 - Definizione operativa di perdita

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

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

Definizione di emettitore cronico

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Monitoraggio e tempi di intervento

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione sono anche essi indicati nella tabella 24

Tabella 24 - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su registri
Valvole/Flange	Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% ed annuale dopo 5 periodi di perdite inferiori al 2%). Se intercettano "stream" di sostanze cancerogene. Annuale se intercettano "stream" 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. Se intercettano "stream" di sostanze cancerogene. 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 riparazione/manutenzione

Il gestore può proporre all'Ente di controllo un programma e procedure equivalenti, purché questi ultimi siano di pari efficacia. Il gestore dovrà, comunque, argomentare le eventuali scelte diverse del programma e dalle procedure proposte.

MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il gestore deve caratterizzare analiticamente tutti i rifiuti prodotti dall'impianto ed identificarli con i relativi codici dell'Elenco Europeo. Deve effettuare la caratterizzazione di ciascuna tipologia di rifiuto in occasione del primo conferimento all'impianto di recupero e/o smaltimento e successivamente ogni dodici mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti. Il campionamento,



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

ai fini della caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.

Il gestore deve, altresì, gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo nel rispetto della normativa di settore. Inoltre, per il deposito temporaneo, deve garantire la corretta applicazione delle relative norme tecniche, comprese le norme che disciplinano l'imballaggio e l'etichettatura dei rifiuti pericolosi; in particolare, per tale attività il gestore deve, indicare preventivamente di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo). Nel caso della scelta del criterio temporale deve verificare, ogni 10 giorni lavorativi, il volume dei rifiuti stoccati, inteso come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi.

Il gestore deve compilare la seguente tabella 25.

Tabella 25: monitoraggio depositi temporanei dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Quantità presente nel deposito (m ³)	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità registrazione: di
					Registrazione su file.
Totale					

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

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

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

Impianto TAF

Al momento della stesura del presente Piano di monitoraggio e controllo il TAR Marche non si è ancora espresso sul ricorso presentato del gestore nei confronti della Provincia di Ancona, in relazione ai limiti imposti allo scarico delle acque derivanti dell'impianto TAF.

Pertanto, nelle more di una precisa definizione legale della questione, si richiedono i seguenti monitoraggi sulle acque in ingresso-uscita dall'impianto TAF:

Tabella 26 Analisi acqua TAF

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Tipo di campione
Sistema di trattamento acque di falda					
Punti di prelievo all'ingresso e all'uscita dell'impianto TAF					



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

pH (ingresso ed uscita dal TAF)	In assenza di limite prescritto in AIA il parametro è da intendersi conoscitivo	Verifica mensile con campionamento manuale	Istantaneo
Flusso in ingresso al TAF	Portata massima trattabile 440 m ³ /h	Misuratore di portata	Misura continua e registrazione dei dati orari su file
Flusso in uscita ed avviato all'impianto di osmosi	Portata minima di 260 m ³ /h	Misuratore di portata	Misura continua e registrazione dei dati orari su file
MTBE (uscita dal TAF)	D.lgs 152/06 ed autorizzazioni in essere	Mensile	Istantaneo
ETBE (uscita dal TAF)			
COD (uscita dal TAF)			
BTEX (uscita dal TAF)			
Idrocarburi totali (uscita dal TAF)			
IPA (uscita dal TAF)			
Cloruro di vinile, 1-1Dicloroetilene, 1-2Dicloropropano, Tricloroetilene, Tetracloroetilene, Sommatoria Organoalogenati (parametri in uscita al TAF)			
Ferro, Manganese, Piombo, cadmio Rame, Zinco, Alluminio, Nichel, Cromo, Tallio, Antimonio, Arsenico (uscita al TAF)			
Residuo a 105°C e 550°C			
Punto di infiammabilità			

Tale monitoraggio è integrato dai controlli di performance di impianto in base alla quale viene gestita l'operatività come di seguito riportato:

GA



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Punto di monitoraggio	Riferimento normativo:	parametri:	frequenza:
ingresso impianto TAF	Monitoraggio D.Lgs 152/06 e controllo performance operative	Benzene, Toluene, Etilbenzene, Xileni, MTBE, ETBE, Ferro, Manganese, Idrocarburi totali	tre volte a settimana
uscita TAF	Monitoraggio D.Lgs 152/06 e controllo performance operative	Ferro, Manganese	tre volte a settimana

Tabella 27 Analisi sul surnatante

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Tipo di campione
Sistema di trattamento acque di falda					
Punti di prelievo all'ingresso degli impianti di trattamento surnatante					
		Acqua nel prodotto idrocarburico avviato a recupero	Parametro conoscitivo. Contenuto di acqua inferiore al 4%	Verifica bimestrale con campionamento manuale	Istantaneo
		Flusso in ingresso al sistema di trattamento		Misuratore di portata	Misura continua e registrazione dei dati mensili su file
		Flusso idrocarburico in uscita ed avviato agli impianti di raffinaria	Portata massima di 40 m ³ /mese. La verifica deve essere fatta giornalmente	Misuratore di portata o del peso e densità del materiale idrocarburico avviato a recupero	Misura continua e registrazione dei dati mensili su file

Per le misure di portata in ingresso ed in uscita dall' impianto TAF deve essere utilizzato un flussimetro di adeguate caratteristiche di qualità e con range di misura comprendente il valore limite. Si consiglia l'uso di un metodo di misura dei flussi riconducibile alla seguente norma **ISO 13359:1998** , Measurement of conductive liquid flow in closed conduits. Flanged electromagnetic flowmeters. Overall length o un qualunque altro metodo purchè di pari qualità. Ogni flussimetro deve essere equipaggiato con strumentazione di trasmissione ed acquisizione del dato (media oraria). I campionamenti per le analisi chimiche debbono essere eseguiti prelevando campioni rappresentativi, avendo cura di considerare la possibile presenza di materiali in sospensione (oli) . Le apparecchiature di misura del flusso e di campionamento devono essere mantenute in accordo alle specifiche del costruttore. La taratura dei flussimetri deve essere realizzata almeno una volta all'anno.

I metodi consigliati per le analisi delle acque in ingresso ed in uscita dall'impianto TAF sono i seguenti.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tabella 28 metodi di misura acque impianto TAF

Inquinante	Metodo
MTBE/ETBE	US EPA Method 524.2
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1
Idrocarburi Totali	UNI EN ISO 9377-2:2002
IPA	Metodo APAT-IRSA 5080: 2003
Composti Organo clorurati/BTEX	APHA – “Standard Method” 20yh Ed. 1998 metodo 6200-B;
Metalli	Mineralizzazione a microonde - APHA – “Standard Method” 20 th Ed. 1998 metodo 3030-K, Inoltre per arsenico i metodi sono - APHA – “Standard Method” 20 th Ed. 1998 metodi 3114, 3120-B.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060
Residuo a 105°C e 550°C	CNR IRSA 2 Q64 Vol 2 del 1984
Punto di infiammabilità	EN 22719

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati. Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

Controllo del suolo e sottosuolo

Il monitoraggio delle acque sotterranee è già posto in essere dal gestore nell'ambito degli interventi derivanti dagli adempimenti delle legge ex Dlgs. 441/99. Le indicazioni relative al monitoraggio delle acque sotterranee sono indicate nel Piano di Monitoraggio e controllo proposto dal gestore (allegato E4 della documentazione integrativa, successivamente fornita, alla domanda di AIA) rispetto al quale non vengono poste indicazioni diverse.

Tuttavia, per un quadro conoscitivo completo il gestore deve fornire con il reporting annuale, in aggiunta a quanto già realizza, le risultanze delle analisi su campioni prelevati nei seguenti cinque piezometri: P802 e P201 posti al confine dello stabilimento lato SS 16 (a ridotta influenza delle attività produttive); e P875, P475 e P375 posti lungo il confine lato Mare Adriatico.

Gli inquinanti da determinare sono quelli già indicati nel piano di monitoraggio e controllo proposto dal gestore; si prescrivono solo obblighi di reporting secondo quanto indicato nel successivo specifico paragrafo. **Per i campionamenti e le analisi di laboratorio dovranno essere utilizzate le metodiche già concordate, nell'ambito dell'intervento di bonifica in esecuzione, con le Autorità Competenti alla bonifica stessa³.**

In caso di impossibilità di eseguire i campionamenti e le analisi sui piezometri sopra indicati il gestore deve comunque fornire i risultati analitici su cinque piezometri di cui almeno tre sono posti ai confini di proprietà nella direzione del gradiente del flusso delle acque sotterranee.

³ Il gestore nell'ambito degli obblighi di reporting stabiliti dal presente piano di monitoraggio deve presentare insieme alle risultanze delle analisi i metodi impiegati nelle determinazioni.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Il Comune di Falconara Marittima ha adottato la classificazione acustica del proprio territorio. L'area dell'impianto è (in attesa dell'esito del ricorso al TAR) classificata, in parte, come *area esclusivamente industriale* (Classe VI), ovvero area interessata da attività industriali e prive di insediamenti abitativi con limiti di immissione pari a 70 dB diurno e notturno e di emissione di 65 dB diurno e notturno compresa tra il confine costiero e la ferrovia Adriatica, ed in altra parte come area ed una zona il Classe V- *Area a destinazione prevalentemente industriale*, tra la ferrovia e SS 16 destinata al deposito dei prodotti petroliferi, al parcheggio dei mezzi, all'impianto di carico.

La presenza di una porzione di area industriale posta in classe V consente di realizzare la fascia di decadimento del clima acustico in prossimità dei quartieri residenziali, considerati dalla normativa di settore ricettori sensibili..

Il monitoraggio dei livelli di rumore sarà organizzato con cadenza annuale per ogni punto di misura individuato nella seguente tabella 29 (si veda anche la figura 1) con una misura di Leq riferita a tutto il periodo diurno (ore 6:00- 22:00) e notturno (ore 22:00-6:00) per la verifica dei limiti di emissione dei confini della proprietà con contemporanea acquisizione dei Leq orari.

Le misure dovranno essere fatte sia nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione, sia durante una giornata in cui gli impianti sono fermi per manutenzione.

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

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

Tabella 29- punti di misurazione del rumore emesso dalla Raffineria API

PUNTO	LUOGO	AREA
1.	Via Fiumesino n. 78 (cabina ENEL)	Flumesino
2.	Via Fiumesino n. 67	Flumesino
3.	Via Fiumesino n. 17 (CAF)	Flumesino
4.	Viale del Conventino n. 46 (Chiesa)	Flumesino
5.	Via Chiesa n. 15	Villanova
6.	Via Quadrlo n. 57	Villanova
7.	Via Chiesa n. 3	Villanova
8.	Via Flaminia (distributore AGIP)	Villanova
9.	Via Monti e Tognetti Ufficio Produzione FS	Confine API Villanova
10.	Via Monti e Tognetti n. 22 Posto di Polizia di Frontiera	Confine API Villanova
11.	Via Monti e Tognetti (ex tiro a volo)	Confine API Villanova
12.	Via Toselli n. 1	Confine API Villanova
13.	Via Flaminia (di fronte Supermercato)	SS n° 16
14.	Via Flaminia (ingresso dipendenti API)	SS n° 16
15.	Via Flaminia (ingresso auto Raffineria)	SS n° 16
16.	Via Flaminia (ingresso autobotti)	SS n° 16



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16/3/1998.

Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

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

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni

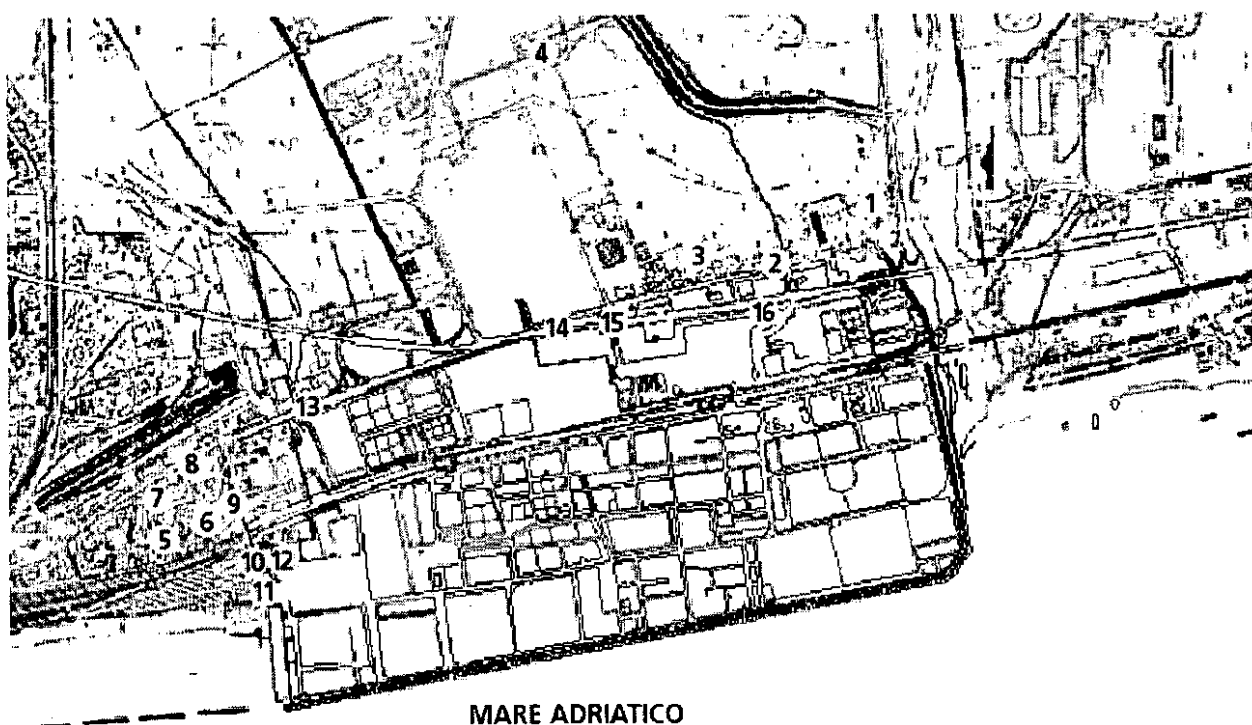


Figura 1 Punti di misura del rumore

MONITORAGGIO DEI CONSUMI - PRELIEVI IDRICI

In relazione al prelievo di acqua, dove essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendo in acqua ad uso domestico ed industriale.

Le registrazioni dei consumi devono essere fatte mensilmente, specificando anche la funzione di utilizzo dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.). Deve essere compilata la seguente tabella 30.

Tabella 30 Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Unità di misura m^3	Frequenza za autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
---------------------------------	---------------	------------------	--------------------------	----------------------------------	--



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Da impianto TAF	Flussimetro o Contatore	Raffreddamento Processo		Giornaliera	Compilazione file
Da acquedotto	Contatore	Uso domestico		Mensile	
Da Fiume Esino	Flussimetro o Contatore o stima da pompe (curve portata-prevalenza)	Processo			
		Raffreddamento			
Da pozzi	Flussimetro o Contatore o stima da pompe (curve portata-prevalenza)	Raffreddamento			
		Processo			

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni

MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI ENERGETICI

Si devono registrare, con cadenza mensile, i consumi di energia elettrica e termica e deve essere compilata la seguente tabella 31

Tabella 31 Consumi di energia elettrica/termica

Descrizione	Metodo misura	Unità di misura MWh	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Consumo energia elettrica	Contatore		Mensile	Compilazione file
Consumo energia termica da combustione diretta	Stima o calcolo			
Consumo energia termica da vapore	Stima o calcolo o misura			

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni

MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI DI COMBUSTIBILI E CHEMICALS

Devono essere registrati i consumi di metano, gasolio, oli lubrificanti, reattivi utilizzati nel trattamento acque e catalizzatori. Deve essere compilata la seguente tabella 32

Tabella 32 Consumi di sostanze e combustibili

64



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli	
OCD	Forni	Misuratori di portata	t	Giornaliera	Compilazione file	
Gas di raffineria	Forni	Misuratori di portata	Nm ³			
Gas Naturale	Forni	Misuratori di portata	Nm ³			
MTBE	Formulazione Benzine	Quantità utilizzata	t			
Oli lubrificanti	Macchine varie	Quantità utilizzata	kg	Anno		
MDEA	Trattamento fuel gas	Quantità utilizzata	t			
HCl	Trattamento acque	Quantità utilizzata	t	Mensile		
Soda			t			
Cloruro ferrico			t			
Ipoclorito di sodio			t			
Calce			kg			
Inibitori di corrosione			t			
Catalizzatori			Unità varie di raffineria			Quantità utilizzata
Percloroetilene	Platforming	Quantità utilizzata	t	anno		

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni

CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE

Nel registro di gestione interno il gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di sistemi quali, sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., sistemi di abbattimento e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

I serbatoi di prodotti petroliferi e greggio debbono essere sottoposti a controllo secondo la cadenza riportata nella seguente tabella 33. Debbono, altresì, essere sottoposti a verifica ispettiva i bacini di contenimento dei serbatoi ed i serbatoi di accumulo acque reflue.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tabella 33 Gestione dei serbatoi di stoccaggio prodotti petroliferi e greggio

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità di stoccaggio prodotti petroliferi e greggio					
	Tutti i serbatoi				
		Pratica operativa	Eseguire manutenzione procedurizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata pompe di carico/scarico serbatoi di prodotti petroliferi e greggio	Ispezione visiva e mantenimento dell'efficienza	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).
		Pratica operativa	Effettuare manutenzioni procedurizzate dei sistemi di spurgo all'atmosfera dei serbatoi	Ispezione visiva e mantenimento dell'efficienza	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date.
		Pratica operativa	Verifica procedurizzata degli spessori dei fondi dei serbatoi ⁴	Ispezione visiva e misura con ultrasuoni	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).
		Pratica operativa	Verifica procedurizzata delle tenute dei serbatoi a tetto flottante ⁵	Ispezione visiva e misura della tolleranza tra la parete del serbatoio e le tenute (interna ed esterna)	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione e dei risultati delle misure.

⁴ I serbatoi devono essere ispezionati entro il 31/12/2013. Il gestore deve fornire il piano annuale delle ispezioni.

⁵ La verifica delle tolleranze deve essere completata entro il periodo di validità del presente piano di monitoraggio. Il gestore deve fornire il piano annuale delle ispezioni.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	Pratica operativa	Verifica biennale procedurizzata dei bacini di contenimento dei serbatoi	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione (con la descrizione dell' eventuale lavoro effettuato).
	Pratica operativa	Verifica procedurizzata della pavimentazione di contenimento delle pipe-way ⁶ .	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione (con la descrizione dell' eventuale lavoro effettuato).
	Pratica operativa	Verifica biennale procedurizzata dei serbatoi (fondo, tetto flottante e struttura) di raccolta acque reflue.	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione (con la descrizione dell' eventuale lavoro effettuato).

Relativamente a quanto riportato in tabella sull'insieme dei controlli è richiesta la trasmissione del programma e del protocollo di ispezione all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 6 mesi dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale e un aggiornamento a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

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

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

Sempre in sede di reporting annuale, devono essere inoltre indicate in elenco e in planimetria le pipe-way già dotate di pavimentazione e quelle che ne saranno oggetto nei successivi 8 semestri.

Monitoraggio dell'efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico

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

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

In considerazione del fatto che l'efficienza di recupero è funzione della massa è necessario determinare anche il flusso in un punto, in ingresso o in uscita, dal dispositivo. Ciò è dovuto al fatto che il sistema di assorbimento è nei fatti un sistema batch in cui la capacità di assorbimento

⁶ In caso di pipe-way non pavimentate deve essere predisposto un programma di lavoro per la pavimentazione. Il gestore deve fornire il piano annuale delle ispezioni.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

decrebbe nel tempo con la saturazione del materiale assorbente (l'efficienza viene ristabilita dalla rigenerazione/sostituzione). Inoltre, in condizioni di bassa concentrazione dei VOC in ingresso la concentrazione in uscita sarà difficilmente tale da raggiungere il livello medio di rimozione. Quindi l'efficienza di rimozione deve essere necessariamente mediata su un intervallo di tempo adeguato. Se il flusso di flue gas da trattare dall'assorbitore varia in modo significativo durante le fasi di carico l'efficienza valutata solo sulle concentrazioni sarebbe soggetta a errore sistematico. L'efficienza di abbattimento deve essere determinata valutando i flussi di massa in ingresso ed uscita mediati su un intervallo di tempo pari a un'ora.

Per dimostrare la conformità con le prescrizioni di autorizzazione il gestore deve valutare l'efficienza del dispositivo di abbattimento e la concentrazione di uscita.

Nel caso di efficienza di abbattimento che subisca una escursione significativa (cioè tale da portare stabilmente alla misura di un valore di efficienza giornaliera al di sotto del livello minimo del 95%) il gestore deve sottoporre a riattivazione/sostituzione il carbone attivo. Il gestore deve, comunque, sottoporre a ispezione visiva il dispositivo di assorbimento dei vapori con la cadenza di una volta all'anno.

Si consiglia l'uso del seguente metodo strumentale di analisi dei VOC UNI EN 13526 ed il metodo ISO 14164 per il flusso.

Il gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti e un protocollo diverso da quanto proposto, purché, gli uni siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa e dell'altro sia data dimostrazione di pari efficacia di valutazione.

Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza all'Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Monitoraggio dei sistemi di Torcia

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

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

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

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

91



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

esentati dal campionamento. **La soglia è stabilita in 1100 kg/h.** Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" ($\cong 1$ m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le caratteristiche specificate nel successivo paragrafo "metodi di misura", tale valore corrisponde a circa 10 volte il minimo flusso determinabile al più basso valore del range (nell'intervallo di $\pm 5\%$ di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la "soglia" deve essere modificata.

Il gestore deve operare l'installazione della strumentazione entro e non oltre 18 mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo.

Il gestore deve altresì garantire che, trascorsi i 18 mesi stabiliti, durante ogni evento di sficiamento 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. Il gestore deve, in base a quanto stabilito nell'Autorizzazione Integrata Ambientale, notificare all'autorità di controllo ogni evento di sficiamento che determini un'emissione di SO_2 superiore alle 5 tonnellate giorno. Il report deve contenere:

- La data e l'ora di inizio e fine dell'evento
- La stima della quantità di SO_2 emessa e lo sviluppo dei calcoli
- Le misure prese per limitare la durata e/o le quantità dell'emissione
- Una dettagliata Root Cause Analysis (RCA) dell'evento
- Una analisi delle misure, risultante dalla RCA, che sono disponibili per ridurre la probabilità di ripetizione dell'episodio. L'analisi deve contenere le alternative disponibili, la probabile efficacia ed i costi delle stesse. Se l'analisi concludesse che siano necessarie azioni il report deve includere anche una descrizione delle attività, e se non già completate, un cronoprogramma per la loro implementazione.

Metodi di misura

Flussimetro

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

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

Campionamento del gas (automatico o manuale)

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

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

E' possibile eseguire l'analisi con strumentazione automatica (il campionamento deve essere anch'esso automatico e rispondente alle 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
- Zolfo ridotto totale ASTM D4468-85 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d'idrogeno ASTM D4084-94 o ASTM UOP 539-97 (o versioni più aggiornate)

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

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Monitoraggio degli Odori

Premessa

Il gestore deve organizzare un sistema di audit interno volto alla individuazione, in particolare durante i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre, di sorgente di immissione di sostanze osmogene all'interno della raffineria. Un rapporto in cui siano indicate le sorgenti individuate di sostanze osmogene e le contromisure implementate per il contenimento degli odori deve essere trasmesso annualmente all'Autorità di controllo. Il gestore per l'espletamento dell'audit può utilizzare un protocollo di monitoraggio sviluppato internamente e inserito all'interno del sistema di gestione ambientale. Si raccomanda di seguire, per quanto possibile, il protocollo qui suggerito e derivato dalla VDI 3940 "Determination of odorants in ambient air by field inspection".

Protocollo Odore "sniff-testing"

Questo protocollo è suggerito come "metodo interno" per la determinazione degli odori al fine di 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:

- 1) costruire un quadro di riferimento sulle sorgenti principali, attraverso una analisi delle immissioni ripetuta nel tempo
- 2) costituire un elemento di supporto alla dimostrazione di conformità rispetto all'impatto olfattivo dell'impianto
- 3) come mezzo di investigazione nel caso di reclami della popolazione.

La registrazione 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:

1. 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
2. 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.
3. 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
4. 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.
5. Personale con raffreddore, sinusite, mal di gola dovrebbe astenersi da eseguire il test. In tali casi deve essere ripianificata l'attività di rilevamento giornaliera.
6. 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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

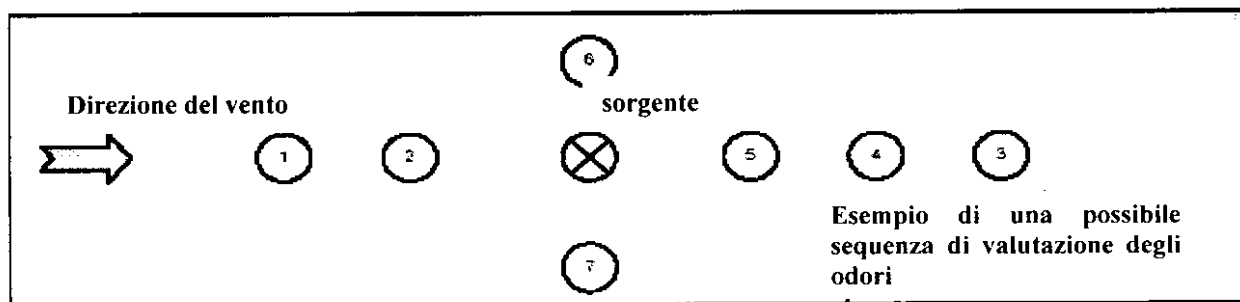
Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità osmogena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi della misurazione. In particolare per le , eventuali, valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare 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:

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

Una valutazione può essere effettuata anche camminando lungo un percorso che è stabilito considerando sia i quattro punti sopra esposti sia, se ciò non fosse possibile, seguendo i confini di un percorso obbligato (si veda esempio in figura 2) . Inoltre, 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 "worst case" .

Fig. 2 esempio di selezione dei punti di analisi



Dati da valutare e registrare

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

- percepibilità /intensità
- estensione e persistenza



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- 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:

1. odore non percepibile
2. 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)
3. odore moderato (odore percepibile facilmente mentre si cammina e respira normalmente)
4. odore forte
5. molto forte (odore che può causare nausea)

Le categorie di estensione e persistenza sono:

1. 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)
2. temporaneo come al punto precedente, ma percepibile anche al di fuori dell'impianto
3. persistente ma localizzato
4. persistente e pervadente fino ad una distanza di 50 metri dall'impianto
5. 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 percepibile, altrimenti il valore è zero):

1. 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);
2. bassa sensibilità (assenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore)
3. sensibilità moderata (presenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore)
4. sensibilità alta (presenza di abitazioni civili all'interno dell'area dove si percepisce l'odore)
5. 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.

L'indicazione che l'odore è caratterizzato da fastidio dovrebbe essere realizzata solo se l'episodio di esposizione all'odore, nella zona interessata, 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, contesto in cui l'esposizione si verifica ed altri fattori unici come



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

la soggettiva predisposizione degli individui. L'istantanea impressione di inoffensività di un odore può essere mutata se l'individuo è esposto in modo prolungato ad alte concentrazioni.

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 è quantificabile in riferimento alla sua soglia olfattiva: più alta è l'intensità e più alta è la probabilità di individuazione dell'odore e presumibilmente anche il possibile fastidio;

frequenza di esposizione-odori emessi con alta frequenza o in modo continuo da un impianto sono probabilmente considerati più 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 sono prontamente dispersi ad un livello tale che non siano percepibile) hanno una superiore probabilità di essere considerati fastidiosi. Odori non 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) :

1. potenzialmente fastidioso
2. moderatamente fastidioso
3. molto fastidioso.

Il tempo di osservazione deve essere di almeno cinque minuti per postazione di analisi; durante questo tempo dovrebbero essere valutate anche l'intensità e l'estensione. L'osservazione deve essere realizzata in una postazione situata ad una altezza compresa tra 1,5 ÷ 2 metri e ad una distanza minima dall' edificio/struttura più prossimo/a di 1,5 metri

Parte integrante della valutazione è la registrazione delle condizioni meteorologiche, tra cui la velocità e direzione del vento sono parametri fondamentali 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 (già APAT)
*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

Esempio di modulo per Reporting interno di Prova

Rapporto di valutazione dell'odore

Rapporto Numero



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Impianto/Località		Data	
Condizioni meteo (sole, pioggia, nebbia, neve, altro) Informazione OBBLIGATORIA		Vento (direzione ed intensità) Informazione OBBLIGATORIA	
Temperatura (°C)		Pressione in millibar (se conosciuta)	
Condizioni del terreno nella zona		Stabilità atmosferica (se conosciuta)	
Qualità dell'aria ambiente (se conosciuta)		Presenza di Nuvole Copertura /altezza (basse, alte, molto alte)	
Orario di inizio della valutazione		Orario di fine della valutazione	

Disegno allegato mostrante l'estensione della zona interessata dall'odore

Si/No

Reclami ricevuti	Si/No	Data ed ora di ricezione del reclamo	
Posizione rispetto all'impianto/unità dell'area interessata dal reclamo		Numero di reclami in riferimento allo stessa potenziale sorgente nell'impianto/unità	
Coordinate gaus- boaga dell'area interessata dal reclamo (punto baricentrico)		Orario di inizio (anche presunto) e durata dell'episodio olfattivo	

Punto di valutazione ed orario (si indichino le coordinate del punto)	Intensità Scala 1-5	Estensio ne scala 1-5	Sensibilità Scala 1-5	Fastidio Scala 1-3	Sorgenti all'interno dell'impianto (potenziali o effettive individuate)	Sorgenti all'esterno dell'impianto (si indichino anche gli elementi che potenzialmente possono confondere le sorgenti)

Commenti:

--

Personale dell'unità contattato per informazioni:.....

Elenco delle azioni richieste:

- 1).....
- 2).....
- 3).....

FIRMA



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

**CONTROLLO DELL'IMPIANTO DA PARTE DELL'ENTE DI
CONTROLLO**

L'Ente di Controllo analizzerà i dati contenuti nel report annuale inviato dal gestore e per il controllo dell'impianto è previsto quanto segue:

- verifica di conformità dell'impianto alle condizioni di autorizzazione dell'AIA;
- una visita di controllo ogni anno, da effettuarsi qualora si riscontrino problemi nell'esercizio dell'impianto (in quest'ultimo caso la frequenza potrà anche essere maggiore).

Si riporta in tabella 34 la sintesi delle attività dell'Ente di controllo nell'ambito del Piano di Monitoraggio.

Tabella 34 Impegno dell'Ente di Controllo nel piano di monitoraggio e controllo della Raffineria Api di Falconara Marittima

Tipo di intervento	Frequenza	Componente o aspetto ambientale interessato	Numero di interventi nel periodo di validità del piano
Sopralluogo per verifica di conformità all'AIA	Ogni 5 anni	TUTTI	1
Sopralluogo in esercizio	Annuale	TUTTI	6
Scarichi idrici	Biennale	Campionamento ed analisi. (La valutazione degli autocontrolli è annuale)	3
Verifica dei registri di manutenzione ed ispezione	Biennale	Valutazione autocontrolli	3
Emissioni atmosfera camini	Triennale	Campionamento ed analisi su uno o più camini. (La valutazione degli autocontrolli è annuale)	2
Rifiuti	Annuale	Verifica gestione rifiuti e aree di stoccaggio temporaneo	6
Rumore	Ogni 5 anni	Presenza ad una campagna di misura (La valutazione degli autocontrolli è annuale)	1
Prelievi idrici	Annuale	Valutazione autocontrolli	6
Consumi combustibili ed energia elettrica			



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

REPORTING

EVENTI ECCEZIONALI

In caso di eventi eccezionali (es. superamento dei limiti, malfunzionamenti prolungati del sistema di misurazione continuo delle emissioni, malfunzionamenti dei sistemi di controllo delle emissioni che possono dare origine a situazioni anomale ed incidenti con rilascio di sostanze) il gestore dovrà effettuare il reporting immediato (entro 24 ore) all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo dell'evento, indicando, le azioni intraprese per il ripristino delle condizioni regolari. Alla conclusione dell'evento eccezionale il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni.

Comunicazione Mensile

E' fatto obbligo in ogni caso di Comunicazione mensile, secondo il quale il Gestore, al termine di ogni mese, è tenuto alla trasmissione all'Ente di Controllo (ISPRA) ed all'ARPA territorialmente competente dei valori di concentrazione media mensile relativi alle emissioni in aria per i parametri della bolla (SO_2 , NO_x , Polveri, CO, cfr. pag. 34 del Parere Istruttorio);

INDISPONIBILITA' DEI DATI DI MONITORAGGIO

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

REPORT ANNUALE

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

DEFINIZIONI

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

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

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

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

41



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri di misure continue

Nel caso di misure giornaliere agli scarichi idrici è la media aritmetica di almeno ventisette campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

Media annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili di misure continue

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 per misura.

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

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

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

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

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

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

Stima delle quantità di VOC emesse. Le tonnellate di VOC emesse dall'impianto sono calcolate con le formule riportate in appendice A. (o con formule equivalenti proposte dal gestore e fornite con i risultati)

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

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

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

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopracitate sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Il gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni.

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.

FORMULE DI CALCOLO

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate⁷ anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch'essi misurati, di flusso ai camini.

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

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

T_{anno} = Tonnellate anno;

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm^3 ;

F_{misurato} = Media mensile dei flussi in Nm^3/mese ;

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

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

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

K_{mese} = chilogrammi emessi mese

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/litro .

F_{misurato} = volume mensile scaricato in litri/mese

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

CONTENUTI DEL RAPPORTO ANNUALE

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

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

N° di ore di effettivo funzionamento delle seguenti unità : U-1000, U-1400, U-1800, U-1850, U-1900, U-2500, U-2600, U-2800 e U-4600.

Tonnellate di petrolio lavorate nell'anno

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 all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità.

⁷ Si precisa che la formula indicata è esclusivamente valida per l'azione di reporting e non ha nessuna validità per il calcolo dell'emissione in massa richiesto dall'AIA. Sarà cura dell'Autorità Competente stabilire la formula e le procedure di calcolo dell'emissione in massa e della bolla. Le presenti richieste di informazioni sono finalizzate alla valutazione delle prestazioni ambientali dell'impianto e non alla verifica di conformità che è regolamentata dalla legge (dlgs 152/2006 e s.m.i.).



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

Il gestore deve fornire insieme alla dichiarazione di conformità alle prescrizioni e limiti imposti dall'Autorizzazione Integrata ambientale le formule e le procedure di calcolo della bolla di raffineria e dei limiti in massa. La descrizione delle procedure di calcolo deve essere di adeguato dettaglio al fine di far comprendere all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo come vengano integrate tra loro le misure continue, quelle, eventuali, discontinue ed i parametri derivanti da calcolo. Il gestore deve fornire esattamente le procedure di validazione dei dati di monitoraggio in continuo (esempio: numero minimo di dati per considerare la misura e/o la media valida), dei dati di calcolo in continuo e dei dati di misura discontinua. Per le portate deve essere specificata l'incertezza di calcolo/misura che viene considerata minima (se esistente) per considerare valido il dato.

Emissioni per l'intero impianto: ARIA

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

Concentrazione media mensile in mg/Nm³ di SO₂, NO_x, CO, Ni, V, Cu, Cr e polveri

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

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

Stima delle tonnellate di VOC emesse per anno

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

Chilogrammi emessi per mese di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Idrocarburi totali, Tensioattivi totali, Fosforo totale, Azoto Totale, Nitrati (espresso come N), Nitriti (espresso come N), Solfati, Cloruri, Cr_{tot}, Ni, V, Pb, Mn, As, Cu, Al, Se, Fe Hg, Cd, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, Solfiti, BTEX, Benzo[a]pirene, MTBE, ETBE e Fenoli (per gli inquinanti da Cr_{tot} a Fenoli utilizzare la notazione scientifica 10^{-x})

Concentrazioni medie mensili, di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Idrocarburi totali, Tensioattivi totali, Fosforo totale, Azoto Totale, Nitrati (espresso come N), Nitriti (espresso come N), Solfati, Cloruri, Cr_{tot}, Ni, V, Pb, Mn, As, Cu, Al, Se, Fe Hg, Cd, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, Solfiti, BTEX, Benzo[a]pirene, MTBE, ETBE e Fenoli in mg/litro

Concentrazione massima giornaliera registrata nel mese, di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Idrocarburi totali, Tensioattivi totali, Fosforo totale, Azoto Totale, Nitrati (espresso come N), Nitriti (espresso come N), Solfati, Cloruri, Cr_{tot}, Ni, V, Pb, Mn, As, Cu, Al, Se, Fe, Hg, Cd, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, Solfiti, BTEX, Benzo[a]pirene, MTBE, ETBE e Fenoli in mg/litro

Concentrazione minima giornaliera registrata nel mese, di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Idrocarburi totali, Tensioattivi totali, Fosforo totale, Azoto Totale, Nitrati (espresso come N), Nitriti (espresso come N), Solfati, Cloruri, Cr_{tot}, Ni, V, Pb, Mn, As, Cu, Al, Se, Fe, Hg, Cd, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, Solfiti, BTEX, Benzo[a]pirene, MTBE, ETBE e Fenoli in mg/litro

Emissione specifica annuale di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Idrocarburi totali, Tensioattivi totali, Fosforo totale, Azoto Totale, Nitrati (espresso come N), Nitriti (espresso come N), Solfati, Cloruri, Cr_{tot}, Ni, V, Pb, Mn, As, Cu, Al, Se, Fe, Hg, Cd, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, Solfiti, BTEX, Benzo[a]pirene, MTBE, ETBE e Fenoli per m³ di refluo trattato (in g/ m³)



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

Tonnellate di rifiuti prodotte per anno

Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno

Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/ t di greggio

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

N° di ore di effettivo funzionamento dell'impianto TAF

Controllo della falda

Dati delle risultanze delle analisi delle acque sotterranee prelevate in piezometri (P802 e P201 posti al confine dello stabilimento lato SS 16 ; e P875, P475 e P375 posti lungo il confine lato Mare adriatico o equivalenti) posti sia a monte sia a valle del gradiente piezometrico. Si evidenzino le variazioni superiori al 30% tra le concentrazioni misurate nei piezometri posti a monte rispetto a quelli a valle.

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:

Misure diurne

Misure notturne

Programma LDAR

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

Percentuale di componenti che rilasciano VOC sopra soglia sul totale dei controlli eseguiti nell'anno.

Programma per il contenimento degli odori

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

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

Consumi specifici per tonnellata di petrolio

Acqua dolce (m^3/t di petrolio), metano (Nm^3/ t di petrolio), combustibili liquidi (kg/ t di petrolio) ed energia elettrica (kwh/ t di petrolio).

Torce

Emissioni: ARIA

N° di ore di funzionamento , per ognuna delle torce su base annuale.

Tonnellate di materiali bruciati , per ognuna delle torce su base mensile.

Serbatoi

Comunicazione dei risultati dello stato d'avanzamento relativo al programma di ispezione dei serbatoi secondo le modalità indicate nel presente piano di monitoraggio e controllo



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Unità recupero zolfo

Emissioni: ARIA

N° di ore di effettivo funzionamento anno per ogni treno del Claus.

Rendimento medio mensile di desolforazione .

Produzione specifica di zolfo

Grammi di zolfo⁸ prodotto per tonnellata di petrolio, valutati su base mensile.

Emissioni: RIFIUTI

Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per anno (eventuali).

Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali

Tipologia e loro durata, per l'anno di riferimento con stima delle emissioni di inquinanti nell'ambiente, interventi e tempi di ripristino, eventuale produzione di rifiuti.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni, pertinenti, che il gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione del comportamento dell'impianto.

¹⁰ La quantità di zolfo è data dal peso di zolfo fabbricato nel mese ed è divisa per le tonnellate di greggio lavorate nello stesso periodo.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Appendice A

Metodo di stima VOC

Premessa

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

- Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori
- Perdite dai serbatoi
- Emissioni fuggitive dalle operazioni di carico e scarico greggio e prodotti petroliferi
- Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalle torri di raffreddamento acque
- Emissioni dai camini dei forni, sistemi di blowdown e torce

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

Nel caso dell'installazione esaminata risultano di particolare rilievo la presenza di un sistema di LDAR, l'esistenza di un parco stoccaggio prodotti petroliferi con serbatoi a tetto flottante e a tetto fisso, la presenza di sistemi di recupero vapori al carico-scarico prodotti e un impianto di trattamento acque con apparecchiature scoperte.

Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori

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

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

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

dove Φ_i = fattore di emissione per componente con concentrazione inferiore a 10000 ppmv (in kg/h/sorgente)

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

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

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

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

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

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

Dove:

N = Numero di componenti;



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

$D = (\text{frazione di componenti con rilascio}) \times N$;
 $p \geq 0.95$.

Per un esempio di applicazione della formula si veda USEPA 453/R-95-017 appendice-E rinvenibile dal sito internet <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch05/index.html>.

Comunque, il minimo numero di sorgenti da campionare non dovrà essere inferiore al 50% dei dispositivi che fanno parte del programma LDAR.

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

TABELLA 1-appA
(EPA 453/R-95-017 Table 2-6, API 343 Table 3-7)

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

Perdite dai serbatoi

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

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

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

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

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

Nel caso del presente impianto è da considerare che dalle informazioni fornite dal gestore risulterebbe l'assenza di sistemi di recupero dei vapori. Nel caso ciò non corrispondesse alla reale conformazione dell'impianto si riportano anche le equazioni da utilizzare per il sistema di trattamento: le quantità risultanti dal calcolo, con l'utilizzo del software, debbono essere ridotte con l'utilizzo della seguente formula:

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

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

Perdite dai sistemi di carico/scarico prodotti petroliferi

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

$$L_L = 0.124 \times S \times P \times M/T$$

L_L = VOC perdita al carico/scarico (kg/m³ di liquido caricato);

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

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

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

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

Tabella 2-appA

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

Source: USEPA (1997a).

Source: AP-42, 5th Edition, Section 5.2, Table 5.2-1

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

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

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

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

Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalle torri di raffreddamento

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

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

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

Dove:

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

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

Oil-Water separator = separatore API o simili

Cooling water tower = torre di raffreddamento e

Impound Basin & Pond = Bacino di raccolta acque piovane.

L'emissione di VOC dalle torri di raffreddamento acque è considerata trascurabile se non sono riscontrate rotture agli scambiatori di calore, nel caso ciò si verifichi e la riparazione non sia immediata, si possono usare i fattori di emissione in tabella 7-6 seguente:

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

	Emission Factors		Control Description
	kg/10 ⁶ L cooling water	lb/10 ⁶ gal cooling water*	
Uncontrolled Emissions	0.7	6	
Controlled Emissions	0.08	0.7	➤ Minimization of oil leaks into cooling water system; ➤ Cooling water monitoring for oil

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

gl



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Emissioni dai forni, sistemi di blowdown e torce

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

Per i forni i fattori di emissione sono ricavabili dalle sezioni 1.3 ("*Fuel oil combustion*") ed 1.4 ("*Natural gas combustion*") dell'AP-42.

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

Nel caso dell'impianto in argomento, nel mentre si implementerà il sistema di analisi dei gas inviati in torcia, si può utilizzare la densità del gas naturale come approssimazione (non conservativa) della densità del gas combusto in torcia. La stima in difetto che ne risulterà contribuirà in modo ragionevolmente limitato all'imprecisione totale della stima sull'intero impianto se i quantitativi inviati in torcia saranno circoscritti alle sole situazioni di vera emergenza. Quando sarà implementato il sistema di misura diretta il calcolo sarà fatto direttamente dai dati misurati in campo.

64



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Appendice B

Determinazione rendimento di desolforazione

Il rendimento di desolforazione è, ad oggi, stimato dai dati di zolfo prodotto nel mese, zolfo emesso al camino E-17 e dai dati di zolfo in ingresso con il greggio. Tale metodo di stima deve essere sostituito, entro e non oltre trentasei mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio, con il seguente protocollo o con un metodo equivalente, ma di pari efficacia e rigore (che il gestore deve documentare).

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

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

Le grandezze in questione sono misurate con metodi strumentali continui e il rendimento η è calcolato come valore medio mensile dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità.

I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso orario (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di H_2S .

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

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

Dove V_{in} è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale orario. C_{H_2S} è il valore medio orario misurato in mg/Nm^3 . PM_S e PM_{H_2S} sono i pesi molecolari di S e H_2S in g/g-mole.

I kg di zolfo uscenti sono definiti del flusso orario (o volume) di gas di combustione al camino E - 17, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di SO_2 .

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

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

Dove V_{out} è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione E - 17 ottenuto dal flusso totale orario. C_{SO_2} è il valore medio orario misurato in mg/Nm^3 . PM_S e PM_{SO_2} sono i pesi molecolari di S e SO_2 in g/g-mole. Le quantità mensili in ingresso/uscita dal SRU sono determinate moltiplicando i quantitativi orari (Kg/h) per le ore di effettivo funzionamento nel mese.

$$P_{Sin} = \sum_i P_{(Sin)i}$$

$$P_{Sout} = \sum_i P_{(Sout)i}$$

Dove i sono le ore di effettivo funzionamento.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

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



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Appendice C

Determinazione efficienza di rimozione dei VOC

L'efficienza di rimozione dei VOC è, ad oggi, tenuta sotto controllo attraverso correlazioni con dati di alcuni parametri fisico/chimici propri del sistema di abbattimento. Tale metodo di stima deve essere sostituito, entro e non oltre dodici mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio, con il seguente protocollo o con un metodo equivalente, ma di pari efficacia e rigore (che il gestore deve documentare).

L'efficienza di rimozione dei VOC è calcolata dai dati di monitoraggio delle quantità di VOC entrante ed uscente dall'unità di recupero.

I dati necessari sono la concentrazione di VOC in ingresso al sistema di recupero vapori, la portata in ingresso (o in uscita), la concentrazione di VOC all'uscita del sistema

Le grandezze in questione sono misurate con metodi strumentali continui e l'efficienza η è calcolata come valore medio giornaliero dei valori medi orari dei kg di VOC entranti ed uscenti dall'unità.

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

I kg /h di VOC in entrata (p_{VOC_in}) sono calcolati dalla formula:

$$p_{VOC_in} = V_{in} * (C_{VOC_in} / 1000)$$

Dove V_{in} (il volume entrante è pari al volume uscente, basta determinarne uno dei due) è il volume alle condizioni normali di gas entrante al sistema di recupero vapori ottenuto dal flusso totale orario. C_{VOC} è il valore medio orario misurato in g/Nm³.

I kg di VOC uscenti sono definiti del flusso orario (o volume) di gas ai camini ERV01 ed ERV02, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di VOC.

I kg/h di VOC in uscita (p_{VOC_out}) sono calcolati dalla formula:

$$p_{VOC_out} = V_{out} * (C_{VOC_out} / 1000)$$

Dove V_{out} (il volume uscente è pari al volume entrante, basta determinarne uno dei due) è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione ERV01 ed ERV02 ottenuto dal flusso totale orario. C_{VOC_out} è il valore medio orario misurato in g/Nm³. Le quantità giorno in ingresso/uscita dal sistema di recupero vapori sono determinate moltiplicando i quantitativi orari (kg/h) per le ore di effettivo funzionamento nel giorno.

$$P_{VOC_in} = \sum_i p_{(VOC_in)i}$$

$$P_{VOC_out} = \sum_i p_{(VOC_out)i}$$

Dove i sono le ore di effettivo funzionamento.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

$$\eta = 100 (1 - P_{VOC_out} / P_{VOC_in})$$